



NOTA TÉCNICA

MONETIZAÇÃO DE GÁS NATURAL ONSHORE NO BRASIL

JULHO DE 2020

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



■ Colaboradores

Coordenação Geral

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Executiva

Marcelo Ferreira Alfradique

Coordenação Técnica

Gabriel de Figueiredo da Costa

Equipe Técnica

Bianca Nunes de Oliveira

Claudia Maria Chagas Bonelli

Suporte Administrativo

Alize de Fátima Antunes Leal

Sergio Augusto Melo de Castro

epe

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho



Presidente

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretora de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

■ Sumário

1. Introdução	3
2. Recuperação avançada de óleo	4
3. Tecnologias para Monetização	5
3.1. Processamento em UPGN.....	6
3.2. Gás Natural Comprimido (GNC)	8
3.3. Gás Natural Liquefeito (GNL)	10
3.4. Gas-to-Liquids (GTL)	13
3.5. Outras tecnologias e alternativas.....	16
3.5.1. Gas-to-Wire (GTW)	17
3.5.2. Cogeração de Energia Térmica e Elétrica.....	17
3.5.3. Gas-to-Chemicals (GTC)	18
4. Metodologia	20
4.1. Estimativas de Custo – Processamento em UPGN.....	21
4.2. Estimativas de Custo – Gás Natural Comprimido	22
4.3. Estimativas de Custo – Gás Natural Liquefeito	25
4.4. Estimativas de Custo – Gas-to-Liquids.....	29
4.5. Metodologia para análise de Fluxos de Caixa.....	30
4.6. Metodologia utilizada para análise de Gasodutos Virtuais	31
5. Resultados e Discussão	32
6. Considerações Finais	36
7. Referências Bibliográficas	37

■ Lista de Figuras

Figura 1. Exemplo de Infraestrutura de Escoamento e Processamento no Recôncavo/BA	6
Figura 2. Escoamento e Processamento para campos produtores <i>onshore</i>	7
Figura 3. Tecnologia GNC para campos produtores <i>onshore</i>	9
Figura 4. Tecnologia GNL para campos produtores <i>onshore</i>	12
Figura 5. Tecnologia GTL para campos produtores <i>onshore</i>	14
Figura 6. Etapas e Processos envolvidos na tecnologia GTW	17
Figura 7. Etapas e Processos envolvidos na tecnologia de cogeração	18
Figura 8. Esquema da tecnologia do processo GTC para a obtenção de amônia e metanol	19
Figura 9. Cadeia do metanol e possíveis derivados	19
Figura 10. Cadeia da amônia e possíveis derivados	20
Figura 11. CAPEX de unidades de processamento de gás natural	22
Figura 12. CAPEX de unidades de compressão de gás natural	24
Figura 13. CAPEX de unidades de liquefação de gás natural	28
Figura 14. CAPEX de unidades de conversão de gás natural em combustíveis líquidos	30
Figura 15. Fluxos de Caixa das Alternativas	32
Figura 16. Resultados de <i>break-even</i> das Alternativas	33
Figura 17. Comparação entre GNC e GNL	34
Figura 18. Resultados da Análise para gasodutos virtuais	34
Figura 19. Resultados da Comparação de Custos de Modais	35

■ Lista de Tabelas

Tabela 1. Resultados de Recuperação Avançada de Óleo por injeção de gases	5
Tabela 2. Plantas de GTL no mundo	15
Tabela 3. Custos relacionados ao GNC (US\$ ₂₀₁₅ /MMBtu)	23
Tabela 4. Principais parâmetros e custos de uma tecnologia para GNC	24
Tabela 5. Tecnologias de transporte terrestre de GNC	25
Tabela 6. Custos relacionados ao GNL (US\$ ₂₀₁₅ /MMBtu)	26
Tabela 7. Principais parâmetros e custos de tecnologias para GNL.....	27
Tabela 8. Estimativa de CAPEX e OPEX de projetos de plantas GTL <i>onshore</i> teóricas.....	29
Tabela 9. Estimativas de produtos e preços de venda para GTL.....	30

1. Introdução

Na próxima década, os condutores de crescimento da produção de gás natural *onshore* (em terra) no Brasil se referem principalmente às acumulações terrestres das Bacias do Solimões, Parnaíba e Recôncavo (EPE, 2020a). Há também iniciativas que buscam o aumento desta produção, como os programas Novo Mercado de Gás, lançado em julho de 2019 com a assinatura do Decreto 9.934/2019 e o REATE 2020 (Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres), instituído pela Resolução CNPE 27/2019, além da dinâmica de oferta permanente de áreas com acumulações marginais, organizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2019a).

No que toca aos condicionantes ambientais, a queima de gás natural associado durante a produção de petróleo contribui mundialmente para a emissão de milhões de toneladas de CO₂ para a atmosfera, além de materiais particulados, óxidos de enxofre (SO_x) e nitrogênio (NO_x), entre outros. No Brasil, esta queima tem sido controlada tanto pelos órgãos ambientais quanto pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), através da Resolução ANP nº 806/2020, que revogou a Portaria ANP 249/2000. Esta Resolução estabelece os procedimentos para controle e redução dos volumes de queimas e perdas de petróleo e gás natural, bem como dispõe sobre os limites máximos de queimas e perdas autorizadas e não sujeitas ao pagamento de royalties. Estabelece também que o descumprimento das orientações sujeita o infrator à aplicação de sanção para cada infração mensal, ressalvadas as hipóteses excepcionais de dispensa de prévia autorização desta queima ou perda (RAMOS, 2011).

Há diversos fatores que podem contribuir para esta queima, impedindo a utilização deste gás natural, tais como: falta de infraestrutura local de gás natural existente; médias e grandes distâncias aos mercados consumidores e volume relativamente baixo do gás natural produzido localmente (WORLD BANK, 2012). O uso das tecnologias de GNC e GNL em pequena escala tem sido atualmente considerado uma estratégia de negócios para redução da queima de gás natural *onshore* e para o desenvolvimento de seu mercado de utilização (Tractebel, 2015a; Tractebel, 2015b).

Neste contexto, diversas tecnologias de aproveitamento deste gás natural *onshore* podem ser avaliadas, como o escoamento do gás natural até uma unidade de processamento de gás natural (UPGN), além da utilização de “gasodutos virtuais”, que são sistemas modulares de transporte de gás natural comprimido ou liquefeito para atendimento da demanda em regiões ainda não atendidas por gasodutos convencionais, como também outras opções. Entre estas alternativas, destacam-se o gás natural comprimido (GNC), o gás natural liquefeito (GNL) e a conversão *gas-to-liquids* (“gás para líquidos”, GTL) para produção de petróleo sintético ou líquidos combustíveis.

Além destas alternativas, o gás natural poderia ser usado em ambiente *onshore* por meio da tecnologia *gas-to-wire* (“gás para o fio”, GTW), que se baseia na geração de energia elétrica a partir do gás natural no local do projeto, ou da cogeração (geração conjunta de dois tipos de produtos, como energia térmica e energia elétrica), além da conversão *gas-to-chemicals* (“gás para produtos químicos”, GTC) para produção de metanol, amônia, entre outros produtos. A injeção de gás natural para recuperação avançada de óleo é uma alternativa possível, porém não usual, no ambiente *onshore*, uma vez que a injeção de outras correntes líquidas (água, polímeros) ou gasosas (N₂, CO₂, vapor) permite alcançar fatores de recuperação consideráveis neste ambiente sem que seja consumido o gás produzido (MANRIQUE et al., 2010; ANP, 2017).

Segundo a GGFR (*Global Gas Flaring Reduction Partnership*), os principais fatores de decisão técnicos e econômicos para a escolha de uma das alternativas entre as diferentes opções de

monetização de gás natural para um campo de gás natural *onshore* específico são os seguintes (WORLD BANK, 2012):

- Composição do gás natural;
- Perfil de produção do campo;
- Complexidade tecnológica da alternativa;
- Maturidade da tecnologia;
- Confiabilidade da tecnologia;
- Custo de capital e custo operacional;
- Custo de transporte até o mercado consumidor;
- Eficiência energética;
- Condições de segurança operacional.

Sendo assim, o presente documento tem como objetivo descrever as principais alternativas disponíveis para a monetização do gás natural proveniente de projetos *onshore*, assim como a implementação de algumas alternativas não diretamente ligadas à venda do gás natural em si (injeção, GTL, GTW, GTC). São apresentadas descrições das tecnologias, bem como uma análise econômica baseada em estudos de caso para a estimativa do custo de implementação das principais alternativas de monetização de gás natural estudadas.

2. Recuperação avançada de óleo

A recuperação avançada de óleo (*enhanced oil recovery* – EOR) é uma prática já estabelecida na indústria tanto para projetos *onshore* quanto *offshore*, e depende de análises específicas projeto a projeto para escolha do melhor método e da melhor campanha de injeção para cada caso. Neste capítulo serão apresentadas algumas alternativas para EOR em campos terrestres, bem como seus efeitos gerais sobre o fator de recuperação dos projetos.

No que toca especificamente aos projetos *onshore*, Alvarado e Manrique (2013) citam como principais aspectos no desenvolvimento de uma estratégia de recuperação avançada: (i) a escolha do fluido de injeção; (ii) a necessidade de instalação de equipamentos para implementar cada estratégia; (iii) a alta intensidade energética para operação das instalações; e (iv) o descarte dos fluidos purgados e/ou recirculados. O primeiro fator, a escolha do fluido, é o principal a ser considerado, sendo que todos os outros dependerão dele e das características específicas de cada reservatório para poderem ser analisados adequadamente. Neste sentido, podem ser encontrados na literatura projetos com foco na injeção de gás natural produzido, etano, CO₂, ar atmosférico ou gases de exaustão de queima (AHMADI et al., 2015; ASSEF e ALMAO, 2019), ou ainda considerando injeção de água com ou sem aditivos (3R PETROLEUM, 2019). Além disso, a estratégia escolhida pode variar durante a vida útil do projeto, ou caso se trate de um campo maduro.

No caso da injeção de gases, Ahmadi et al. (2015) reportam que por meio de simulações usando características de um reservatório no Sudoeste do Irã foi possível estimar um fator de recuperação total de 17% sem considerar injeção, de 22% no caso da injeção de CO₂, de 27% no caso da injeção de nitrogênio, de 22% no caso da injeção de gás natural, e de 29% no caso da injeção dos gases de exaustão obtidos após a queima de 40% do gás natural produzido. Neste caso, as taxas de injeção foram cerca de 4 vezes maiores no caso do nitrogênio e dos gases de exaustão quando comparados ao CO₂ e ao gás natural, devido à maior facilidade de obtenção de ar atmosférico (aproximado por nitrogênio para fins de estudo) e devido à expansão que ocorre durante a queima do gás natural. Os autores indicam ainda que a queima do gás natural pode ocorrer em um módulo para a geração de

energia elétrica, e que os 60% do gás natural que não seriam queimados poderiam ser vendidos ao mercado (AHMADI et al., 2015).

Já Assef e Almao (2019) estudaram a injeção de etano, CO₂ e gás natural por meio de poços horizontais com faturamento hidráulico em campos de gás de folhelho (*shale gas*), e por meio de simulações composicionais estimaram um fator de recuperação total de petróleo de 13% sem injeção, de 18% no caso do etano, 17% no caso do CO₂ e 14% no caso do gás natural – em todos os casos considerando óleo com 38° API, ciclos fixos de injeção e um poço injetor com 10 fraturas. Os autores mencionam que a injeção de gás natural obteve resultados inferiores quando comparada à injeção de etano e CO₂, não só em termos volumétricos mas também em termos econômicos (ASSEF e ALMAO, 2019).

Na Tabela 1 são apresentados os percentuais de recuperação avançada obtidos pelos respectivos autores para cada um dos estudos de caso descritos.

Tabela 1. Resultados de Recuperação Avançada de Óleo por injeção de gases

Tipo de Reservatório	Fator de Recuperação (sem injeção)	Fluido	Fator de Recuperação (com injeção)
Onshore, convencional	17%	CO ₂	22%
		N ₂	27%
		Gás Natural	22%
		Gases de Exaustão	29%
Onshore, não convencional	13%	Etano	18%
		CO ₂	17%
		Gás Natural	14%

Fonte: elaboração própria EPE a partir de Ahmadi et al. (2015) e Assef e Almao (2019).

Já no caso da injeção de água, a 3R Petroleum (2019) reporta que a instalação de 7 novos poços injetores de alta vazão com capacidade de 15 mil a 80 mil barris de água por dia cada, aliada à otimização dos equipamentos acima do solo, foi capaz de aumentar a produção de petróleo até valores iguais ou maiores que o patamar histórico, em um campo maduro *onshore* na Venezuela. Esta estratégia obteve bons resultados mesmo tendo sido implementada cerca de 25 anos após o pico produtivo, e ressalta-se que neste caso específico houve um aumento de 400% na produção diária de petróleo, em 10 anos de operação, quando comparada à média dos 10 anos anteriores à sua implementação (3R PETROLEUM, 2019).

3. Tecnologias para Monetização

A monetização de gás natural pode ser realizada mediante várias tecnologias, sendo o escoamento para unidades de processamento de gás natural (UPGNs) seguido de processamento o mais utilizado no mundo; porém, para projetos de E&P localizados em regiões isoladas ou distantes da infraestrutura de transporte de gás natural, existem outras opções para a movimentação do gás natural até os centros consumidores, como o GNC e o GNL. A conversão para outros produtos ou correntes também é uma opção para uso do gás natural, conforme verificado nas tecnologias GTL, GTW e GTC. Neste capítulo, são citadas as principais tecnologias disponíveis para monetização das correntes de gás natural *onshore* na forma de gás propriamente dito ou de outros produtos.

3.1. Processamento em UPGN

A alternativa mais conhecida para utilização do gás natural tanto em projetos *onshore* quanto *offshore* é o seu escoamento até uma UPGN seguido de processamento para retirada de líquidos de gás natural (LGN) e especificação da corrente de gás de acordo com as legislações vigentes e parâmetros de segurança praticados. Devido ao maior estágio de maturidade desta tecnologia, ela tem sido considerada como a alternativa de referência para a realização de estudos de viabilidade técnico-econômica em projetos de E&P.

Diferente do que ocorre em projetos *offshore* afastados da costa, o escoamento de gás natural *onshore* desde os separadores trifásicos até as UPGNs pode ser realizado por meio de gasodutos de baixa extensão e de diâmetro e espessura relativamente menores, desde que as UPGNs estejam localizadas próximas às estações de coleta. Por outro lado, devido ao volume geralmente reduzido de produção em cada campo, pode se tornar mais viável a implementação de uma UPGN única que atenda a um conjunto de projetos, com capacidade igual à soma dos volumes de gás natural que poderão ser produzidos no total pelos projetos atendidos, e localização definida de forma a priorizar o maior dentre os projetos analisados, ou definida como o centro de gravidade das coordenadas dos projetos, ponderado pelo pico de produção de cada um deles (EPE, 2014).

Na Figura 1 é apresentada, para fins ilustrativos, parte da infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural existente na região do Recôncavo Baiano, contendo gasodutos de escoamento de relativamente baixa extensão (menores que 100 km) e reunindo o gás natural de diversos projetos para processamento no Polo de Processamento Catu/BA.

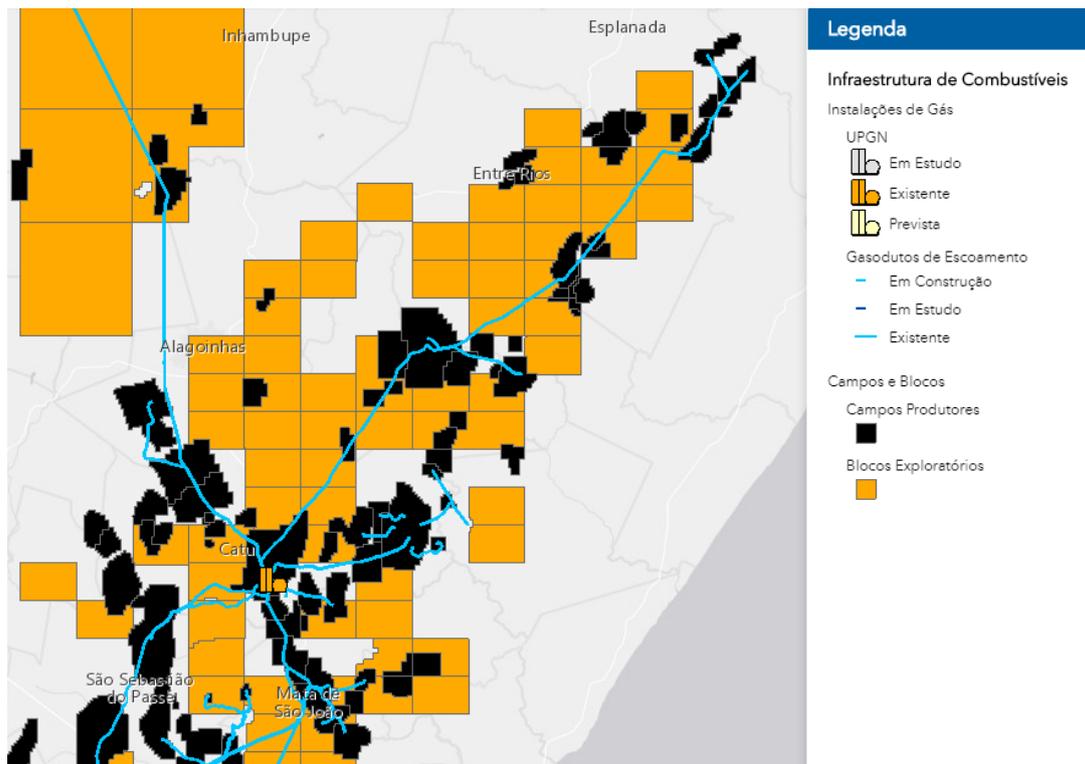


Figura 1. Exemplo de Infraestrutura de Escoamento e Processamento no Recôncavo/BA

Fonte: Elaboração Própria a partir de EPE (2020b).

Geralmente os gasodutos de escoamento terrestres fazem parte dos projetos de E&P, sendo incluídos no contrato de concessão e implementados pelos agentes interessados. Sua extensão, por sua vez, será definida pela localização escolhida para as UPGNs que irão processar o gás natural dos

projetos, e pela sua distância em relação a cada um dos separadores trifásicos ou tanques de corte dos campos produtores, onde ocorre a separação das correntes de água, óleo e gás.

No que toca às UPGNs necessárias para o processamento do gás natural *onshore*, estas geralmente podem contar com menores seções para processamento de líquidos, e tecnologias mais simples do que as utilizadas para o processamento do gás natural *offshore*, uma vez que o teor de líquidos (propano e compostos mais pesados) a serem separados das correntes de gás natural para permitir sua especificação é consideravelmente menor na maioria dos casos (EPE, 2016). Por outro lado, os projetos de UPGNs para processamento de gás em ambiente terrestre podem vir a definir o uso de tecnologias mais robustas caso seja desejada uma maior recuperação de líquidos, devido ao alto valor que estas correntes, principalmente o GLP, têm no mercado. Sendo assim, a tecnologia utilizada em UPGNs pode ser definida a partir de parâmetros técnicos e econômicos, e a escolha é influenciada pelos estudos de viabilidade e fluxos de caixa realizados para um projeto ou grupo de projetos, sendo também comparada e contrastada com as outras alternativas de monetização de gás natural disponíveis.

Na Figura 2, são esquematizadas as principais etapas e processos envolvidos na estratégia de escoamento e processamento para campos produtores *onshore*, em um caso hipotético onde a UPGN esteja separada do local onde ocorre a separação trifásica, e onde a UPGN esteja conectada à malha integrada de gasodutos de transporte, realizando a venda do gás natural para uma Companhia Distribuidora Local (CDL).

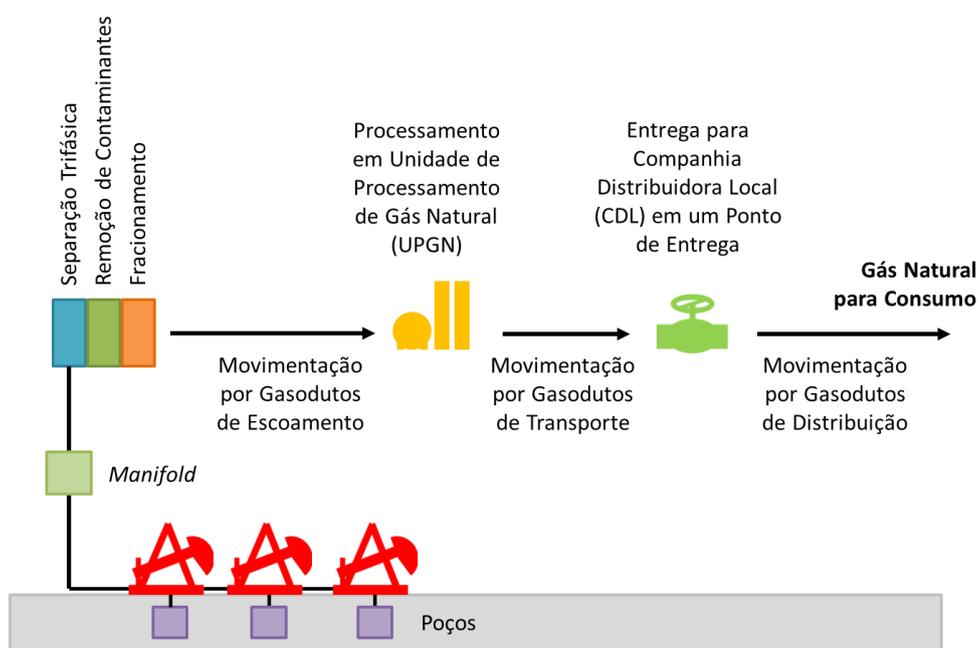


Figura 2. Escoamento e Processamento para campos produtores *onshore*

Fonte: Elaboração Própria EPE.

Cabe ressaltar que, até 2012, a Petrobras era proprietária de todas as unidades existentes para processamento de gás natural *onshore* no Brasil, e apenas a UPGN Estação Vandemir Ferreira/BA tinha participação de outros agentes em seu quadro de proprietários, mas neste mesmo ano a empresa OGX iniciou a construção de uma unidade de tratamento de gás natural no Maranhão, que se sagrou a primeira a ser implementada sem participação da Petrobras (hoje a instalação é de propriedade da empresa Eneva). Além disso, em 2019, a empresa Alvo Petro recebeu autorização para a implementação de uma UPGN de pequeno porte conectada ao campo de Caburé/BA,

atualmente em construção (ANP, 2020). Embora outros agentes produzissem volumes de gás natural em ambientes *onshore* antes da implementação de tais projetos, eram assinados contratos para a venda do gás natural úmido à Petrobras para que esta empresa especificasse e vendesse as correntes no mercado. Com a assinatura do TCC entre CADE e Petrobras ocorrida em 2019, a Petrobras se comprometeu a não contratar novos volumes de gás natural de terceiros (CADE, 2019), devendo também negociar o acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento e UPGNs existentes. Desta forma, agentes que iniciem sua produção de gás natural nos próximos anos poderão solicitar à Petrobras o acesso aos gasodutos de escoamento e UPGNs existentes caso haja viabilidade técnica e econômica para realizar esta conexão por meio de um gasoduto de escoamento, ou então deverão implementar uma estratégia própria (podendo ser uma nova UPGN ou outra alternativa) para monetização do gás natural e sua movimentação até os mercados consumidores.

3.2. Gás Natural Comprimido (GNC)

O gás natural comprimido é transportado e armazenado na forma compactada, a fim de reduzir o entre 150 a 300 vezes o volume do gás em relação à pressão atmosférica. Historicamente, o GNC tem sido usado em aplicações *onshore* para fornecer gás a curtas distâncias e em volumes relativamente pequenos. Embora o custo do GNC entregue dependa de condições específicas do projeto, como o volume de gás, em geral o GNC pode ser economicamente viável para volumes de até cerca de 140 mil m³/d e distâncias de até 800 km (TRACTEBEL, 2015a). O GNC tem uma densidade de energia menor que o GNL, mas o menor custo de capital do GNC pode torná-lo uma alternativa atraente, especialmente para pequenos volumes de gás. No entanto, para maiores volumes de gás e/ou maiores distâncias até o ponto de entrega, o elevado número de caminhões necessários para o transporte pode tornar o GNC economicamente e/ou operacionalmente pouco atraente (WORLD BANK, 2018).

Além do transporte e entrega aos clientes para o atendimento de demandas no local de destino, o gás natural comprimido é usado principalmente como combustível alternativo para veículos, e nessa forma é denominado gás natural veicular (GNV). Os veículos a gás natural são muito populares em todo o mundo, principalmente em países como Irã, Paquistão, Argentina, Brasil, China e Índia. O uso de GNV como combustível para veículos rodoviários tem potencial para deslocar, por sua vez, o consumo de outros combustíveis como a gasolina e o óleo diesel (TRACTEBEL, 2015a).

A cadeia do GNC é composta pelos sistemas de pré-tratamento, compressão, transporte, recebimento (podendo incluir armazenamento). O processo de pré-tratamento do GNC é mais simples do que em uma planta de liquefação de GNL e geralmente é definido pelos requisitos dos usuários finais ou pela regulação vigente. As principais atividades que fazem parte do pré-tratamento são:

- Remoção de hidrocarbonetos pesados para evitar condensação ao armazenar o GNC;
- Remoção de contaminantes como sulfeto de hidrogênio (H₂S), dióxido de carbono (CO₂), etc;
- Remoção de água ou desidratação.

Um sistema de GNC requer pré-processamento do gás para remover contaminantes como dióxido de carbono (CO₂) e sulfeto de hidrogênio (H₂S) caso estejam presentes na corrente de entrada. Pode haver ainda a necessidade de remover teores excessivos de nitrogênio (N₂) por meio de tecnologias específicas, embora isto seja raro nos projetos existentes. Para atender às especificações do gás, principalmente caso este seja associado ao petróleo, a remoção de hidrocarbonetos pesados (etano, propano, butanos, pentanos e mais pesados) também pode ser necessária.

A razão de compressão necessária ao GNC depende, entre outros fatores, da pressão de entrega do reservatório de origem e da qualidade do gás. Já no caso do transporte, este pode ocorrer em terra (modal rodoviário ou ferroviário) ou no mar (modal hidroviário). Há várias opções disponíveis para cada alternativa de transporte, sendo que o custo do transporte é o fator mais importante na cadeia de GNC, impactando de forma importante na viabilidade dos projetos (TRACTEBEL, 2015a).

O transporte terrestre de GNC por modal rodoviário é uma tecnologia com eficácia comprovada e que vem sendo utilizada há décadas, que consiste em três etapas:

- Compressão do gás e carregamento de caminhões no local da fonte de suprimento de gás;
- Movimentação até o destino utilizando um ou mais caminhões para obter o fluxo desejado;
- Descarregamento do caminhão, aquecimento, descompressão e medição do gás no local de entrega.

Após a entrega para os mercados consumidores, os caminhões retornam ao ponto de origem para serem recarregados e realizarem o transporte de mais uma carga de forma coordenada, mantendo as vazões transportadas. Na Figura 3, são esquematizadas as principais etapas e processos envolvidos na tecnologia GNC para campos produtores *onshore*.

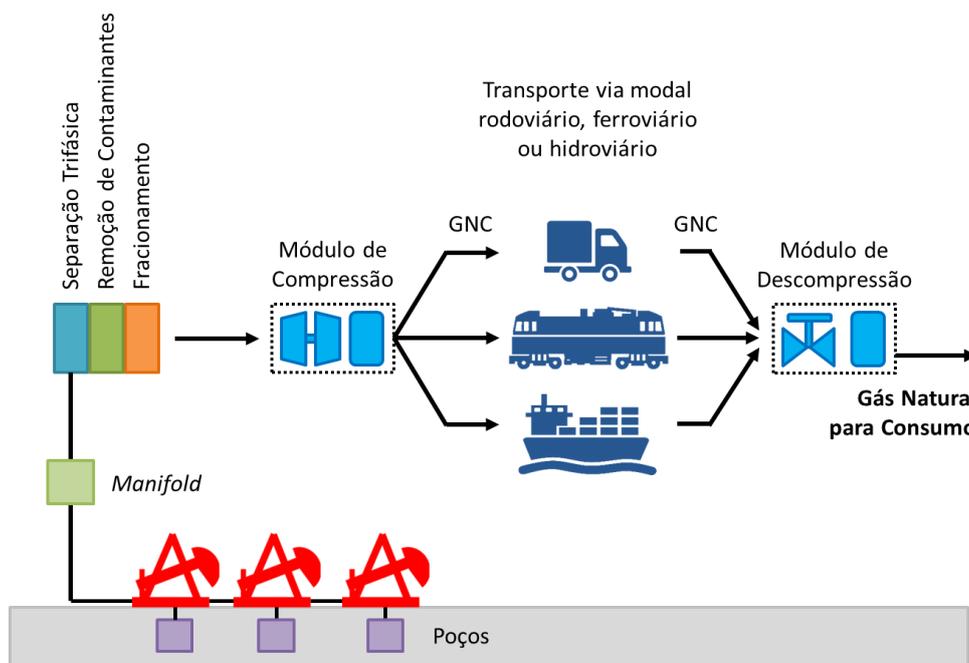


Figura 3. Tecnologia GNC para campos produtores *onshore*

Fonte: Elaboração Própria EPE.

Sendo assim, as tecnologias de GNC em pequena escala podem ser utilizadas para comprimir gás natural e aumentar sua densidade de energia, permitindo assim o transporte econômico do gás até os mercados consumidores, como por exemplo usinas termelétricas, instalações industriais, residências e postos de abastecimento de veículos. O GNC corresponde a uma solução de gasoduto virtual para transportar gás nos locais em que um gasoduto pode não ser econômico ou ainda não foi construído (WORLD BANK, 2018).

Um gasoduto virtual de gás natural replica o fluxo contínuo de um gasoduto físico estático, atuando no transporte de gás em locais em que a rede física de tubulações é imatura ou inexistente, quando não há certeza sobre os patamares firmes de fluxo de gás natural que serão necessários entre dois locais, ou ainda quando há mudanças constantes na localização e no perfil dos centros de suprimento e demanda. No local de origem, o gás natural pode ser processado e então comprimido (para gerar GNC) ou liquefeito (para gerar GNL) para ser transportado, por exemplo, em caminhões, trens, balsas ou navios, para consumo em outro local (BHGE, 2020a).

Outros usos do GNC além do veicular, como por exemplo para consumo industrial e geração de eletricidade, são realizados de forma pontual ao redor do mundo, principalmente porque os volumes de gás necessários em grandes centros consumidores são frequentemente muito elevados para serem transportados por caminhões. No modal hidroviário, a carência de soluções comercialmente comprovadas para o transporte marítimo de GNC é o principal obstáculo ao desenvolvimento mais rápido nessa área e com maiores volumes. Não obstante, existem diversos projetos piloto citados na literatura especializada que comprovam sua viabilidade técnica, além de algumas tecnologias em desenvolvimento para aprimorar esta atividade (TRACTEBEL, 2015a; PT PELAYARAN, 2015; EQUINOR, 2004; ENERSEA, [s.d.]; GEV, [s.d.]; KNUITSEN, [s.d.]).

3.3. Gás Natural Liquefeito (GNL)

A cadeia de GNL em pequena escala (*ssLNG* ou *small scale LNG*) foi estabelecida mundialmente desde a década de 60, quando foi construído o primeiro terminal na ilha de Canvey, no Reino Unido, equipado com seis tanques com capacidade instalada de 4.000 toneladas de GNL cada. Gradualmente, o tamanho das instalações de GNL aumentou significativamente, trazendo economia de escala, até os dias atuais, com trens de até 7,8 milhões de toneladas por ano (Mtpa) no Qatar.

Esta tecnologia vinha sendo utilizada apenas em aplicações pontuais, mas devido às novas políticas ambientais e a possibilidade de ganhos com a arbitragem de preços no mercado de petróleo e gás, o GNL em pequena escala recuperou a atratividade nos últimos anos. Além disso, a maior disponibilidade de GNL pelos novos projetos e as modificações dos terminais de importação existentes para permitir a redistribuição do GNL também contribuíram para esse desenvolvimento. O maior desafio relacionado ao GNL em pequena escala é sua cadeia de suprimentos com alto custo unitário quando comparado ao GNL de maior escala. No entanto, o GNL de pequena escala está se tornando um método amplamente utilizado na distribuição de gás natural para menores volumes, considerando também a possibilidade de produção em locais remotos e a distribuição aos usuários finais em regiões não atendidas pelos métodos convencionais (IGU, 2015).

Quando comparado ao GNC, o GNL tem uma densidade energética maior, tornando-se uma opção mais atraente para o transporte de volumes maiores de gás natural e /ou distâncias maiores do mercado consumidor. Sendo assim, é usado em muitas partes do mundo para fornecer gás natural a usinas termelétricas, indústrias e residências após sua regaseificação, como também na forma líquida como combustível para caminhões (WORLD BANK, 2018).

A tecnologia de GNL em pequena escala consiste em liquefazer o gás natural para aumentar sua densidade energética em cerca de 600 vezes em relação ao gás natural nas condições normais de temperatura e pressão (Cntp), permitindo o transporte econômico do gás para os mercados consumidores. A tecnologia de GNL de pequena escala se comporta como um gasoduto virtual, permitindo o transporte quando um gasoduto de transporte ou distribuição não é econômico ou não foi construído. O transporte de GNL a partir das instalações de liquefação até o mercado consumidor pode ser realizado através de caminhões ou trens equipados com tanques criogênicos de GNL (no

caso do transporte rodoviário ou ferroviário) ou por barcaças de GNL (no caso do transporte hidroviário).

A cadeia de GNL *onshore* para transporte por modal rodoviário consiste de unidades de tratamento, liquefação, o transporte propriamente dito, e estações satélites de regaseificação do combustível no local onde será consumido (GOMES, 2018; TRACTEBEL, 2015b). O dimensionamento e o custo dos diferentes elementos da cadeia dependem da especificidade características de cada projeto, tais como: volume e composição do gás, distância aos consumidores, requisitos de armazenamento e infraestrutura, localização geográfica, entre outros (TRACTEBEL, 2015b).

O tipo das plantas de liquefação pode ser classificado conforme sua finalidade ou a sua capacidade instalada de produção de GNL *onshore*. Com relação à finalidade, podem ser consideradas plantas *base-load* ou *peak-shaving*. As plantas *base-load* são construídas tipicamente para a monetização de campos de gás natural em regime firme. Podem conter um ou mais trens de liquefação, com capacidade instalada individual de 4 Mtpa chegando a 7,8 Mtpa. Já as plantas *peak-shaving* são utilizadas para balanceamento da oferta e da demanda de gás natural através do armazenamento sob a forma de GNL em períodos de baixa demanda, e regaseificação do GNL para oferta de gás natural nos períodos de pico de demanda. Nos EUA, as instalações *peak-shaving* também têm sido utilizadas concomitantemente para fornecer combustível para frotas de veículos pesados, o que pode ter ganhos de escala uma vez que o investimento nas plantas de liquefação já foi realizado, e o GNL já está armazenado em estado líquido (GOMES, 2018; TRACTEBEL, 2015b).

No caso da capacidade instalada, considera-se que uma instalação de GNL em mini-escala ou micro-escala, consiste de unidades de liquefação com capacidade de GNL até 0,2 Mtpa, enquanto a aplicação em pequena escala está associada a plantas de liquefação com capacidade entre 0,2 e 1 Mtpa (TRACTEBEL, 2015b). O principal equipamento utilizado nos processos de liquefação é o trocador de calor, no qual ocorre o resfriamento e a liquefação do gás natural, que pode ser tipo aleta de chapa ou tipo bobina.

A função do tanque de armazenamento de GNL é a manutenção do gás natural resfriado, a temperaturas criogênicas, antes de sua transferência para um caminhão com tanque cisterna de transporte de GNL. Os tipos de tanque de armazenamento mais utilizados em ambiente *onshore* são: tanques pressurizados isolados a vácuo (*spherical and bullets*) e tanques atmosféricos (*flat e bullet*). Como regra geral, o principal critério de seleção é o volume de GNL a ser armazenado. O calor externo que irradia sobre os tanques de armazenamento causa o aumento da temperatura do GNL armazenado, causando a sua evaporação quando a temperatura é maior que a do seu ponto de ebulição. O gás natural evaporado, conhecido como *boil-off gas* (BOG), eleva a pressão dentro do tanque de armazenamento e deve ser gerenciado com relação à pressão e à composição do GNL armazenado. Para projetos de GNL em pequena escala, uma alternativa para o gerenciamento do BOG é o armazenamento em tanques pressurizados que requerem menos equipamentos para manter a pressão do tanque, abaixo da pressão máxima operacional na própria planta de armazenamento, assim como no consumidor. Assim, o armazenamento pressurizado (intervalo de 3 a 10 bag) é normalmente visto apenas em plantas de GNL em pequena escala (IGU, 2015; GOMES, 2018).

O tratamento do gás natural antes de sua liquefação dependerá da composição do gás de entrada, mas basicamente consiste das seguintes etapas:

- unidade de remoção de gases ácidos (CO_2 e H_2S) e outros contaminantes (ex.: mercúrio);
- desidratação para remoção de água, evitando a formação de hidrato de metano na unidade de liquefação;
- extração de líquidos de gás natural, para evitar o congelamento nas seções criogênicas e/ou para atender às especificações de GNL necessárias.

Depois de tratado e condicionado, o gás natural é liquefeito na unidade de liquefação e armazenado como GNL em tanques de armazenamento. Sendo assim, a atividade de transporte de GNL por modal rodoviário consiste em três etapas:

- Liquefação do gás e carregamento de caminhões no local da fonte de suprimento de gás;
- Movimentação até o destino utilizando um ou mais caminhões para obter o fluxo desejado;
- Descarregamento do caminhão, regaseificação e medição do gás no local de entrega.

Na Figura 4, são esquematizadas as principais etapas e processos envolvidos na tecnologia GNL para campos produtores *onshore*.

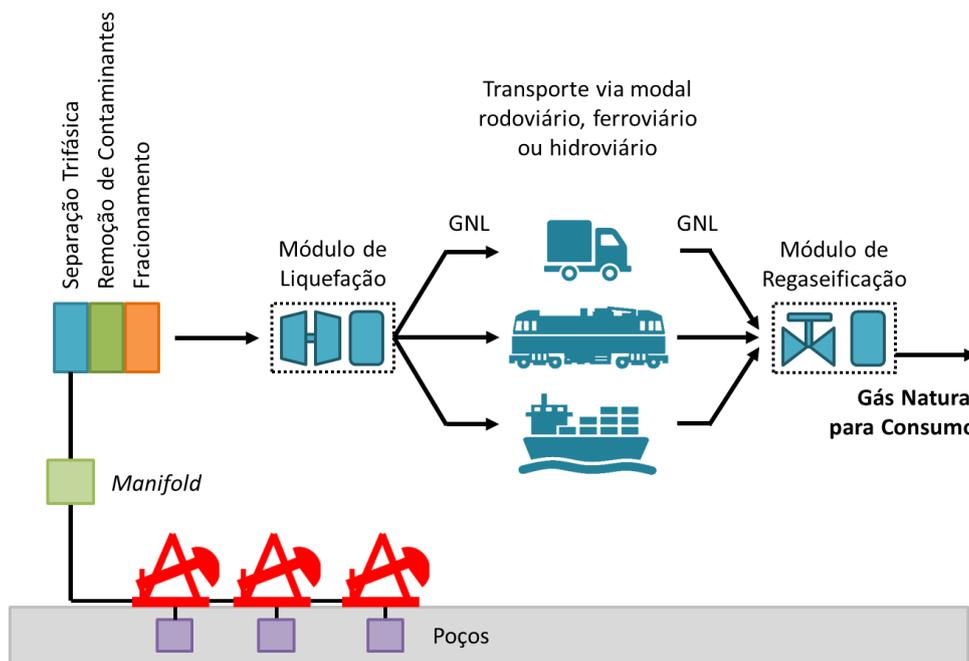


Figura 4. Tecnologia GNL para campos produtores *onshore*

Fonte: Elaboração Própria EPE.

Existem dois tipos principais de tanques de armazenamento de GNL: tanques cilíndricos verticais de fundo plano e tanques pressurizados isolados a vácuo (também chamados de balas). Como regra geral, o principal critério de seleção para escolha do tipo de tanque a ser usado é o volume de GNL a ser armazenado. Para volumes maiores de GNL, tanques cilíndricos verticais são a solução ideal, devido principalmente ao menor custo por m^3 de GNL (TRACTEBEL, 2015b).

No caso de serem usados caminhões-tanque, estes geralmente possuem parede dupla, com contenção interna em aço inoxidável ou alumínio e externa em aço inoxidável ou aço carbono, incluindo isolamento a vácuo. Este sistema reduz as perdas devido à transferência de calor, e o tanque com GNL é equipado com dispositivos de alívio de pressão para liberação de gás para a atmosfera (*boil-off*) caso a pressão do tanque exceda a pressão máxima de trabalho permitida.

Nas instalações para recebimento, por sua vez, devem ser instalados alguns equipamentos onde serão realizadas as seguintes etapas: descarregamento do caminhão, armazenamento do GNL, regaseificação do GNL em vaporizadores e medição da corrente de gás natural.

3.4. Gas-to-Liquids (GTL)

A tecnologia do processo GTL consiste na conversão de gás natural em combustíveis líquidos e/ou produtos petroquímicos com baixo nível de impurezas, de acordo com a configuração da planta e a seletividade do processo. A tecnologia convencional envolve as seguintes operações:

- conversão de gás natural em gás de síntese ou *syngas* (mistura de CO e H₂) através de reforma a vapor do gás natural e/ou oxidação parcial¹;
- conversão do gás de síntese em óleo cru sintético ou *syncrude* (mistura de hidrocarbonetos líquidos) via processo Fischer-Tropsch em reatores;
- conversão do produto líquido em combustíveis líquidos e/ou produtos petroquímicos. Nesta última etapa, o objetivo é decompor hidrocarbonetos de cadeia longa em moléculas menores, na faixa desejada, como nafta, óleo diesel, parafinas, entre outros (BRANCACCIO, 2017; EPE 2019a).

Antes da conversão do gás natural em *syngas* é necessário o tratamento do gás natural, que envolve a separação trifásica para retirada de óleo e água, assim como a retirada de contaminantes e de líquidos de gás natural para acerto do ponto de orvalho. Em seguida, procede-se à etapa de reforma do gás natural, na qual geralmente se adiciona vapor à corrente de gás natural não aquecida, ocorrendo em seguida sua entrada em um reformador catalítico de leito fixo no qual os componentes reagem para formar o gás de síntese, que é uma mistura de metano, hidrogênio e monóxido de carbono.

A formação do *syncrude* é realizada a seguir através da reação de Fischer-Tropsch, formando uma mistura de ceras, destilados médios e nafta. Dependendo do local do campo de gás associado, este óleo sintético pode ser misturado com o petróleo bruto produzido no campo, eliminando a necessidade de infraestrutura de transporte e armazenamento adicionais, ou pode ser vendido como um produto separado. No quarto estágio, considerado opcional por algumas empresas, ocorre a conversão do *syncrude* em combustíveis líquidos, chamada de *upgrade* (ou *upgrading*), através de um hidrotreatamento. Assim, os projetos das empresas incluem o quarto estágio de *upgrade* quando for economicamente viável (COMPACTGTL, 2020).

Na Figura 5 são esquematizadas as principais etapas e processos envolvidos na tecnologia GTL para campos produtores *onshore*, em um exemplo onde é realizada a produção de óleo cru sintético que será refinado no ponto de destino.

¹ Reações químicas realizadas a partir do gás natural para obtenção do gás de síntese.

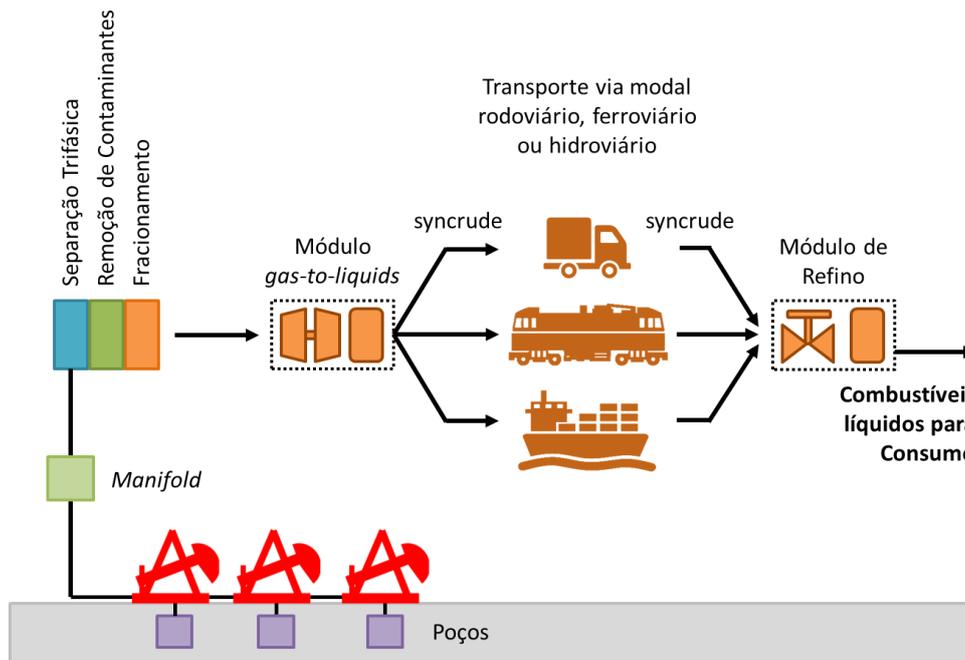


Figura 5. Tecnologia GTL para campos produtores onshore

Fonte: Elaboração Própria EPE.

Nas etapas de reforma do gás natural e na geração do óleo sintético, algumas empresas de GTL em pequena escala adotam reatores modulares com mini-canais. Nesta tecnologia, os catalisadores do processo são inseridos diretamente nestes mini-canais, espaçados em uma matriz regular de trocadores de calor com placas de aleta. Os altos coeficientes de transferência de calor específicos entre as correntes nas unidades dos reatores permitem que a estabilidade térmica seja alcançada para as reações catalíticas a taxas não atingíveis em projetos de reatores convencionais. Esta configuração de mini-canais permite que os módulos do reator finalizados atendam ao tamanho, peso e restrições operacionais necessárias para a implantação remota de campos de gás associado tanto onshore quanto offshore.

Estes reatores modulares realizam a reforma do gás natural reatores com mini-canais, que contêm estruturas metálicas revestidas com catalisadores, que convertem o metano e o vapor em syngas a temperaturas operacionais na faixa de 650-800 °C e a aproximadamente 4 bar. É um processo de reforma a mais baixas temperaturas, em contraste com os métodos de reforma mais convencionais operando a mais de 1.000 °C e a altas pressões. As tensões térmicas induzidas pelos gradientes de temperatura presentes na unidade do reator são mais baixas durante as condições operacionais, aumentando a vida útil do projeto (COMPACTGTL, 2020).

No caso da geração do syncrude, o gás de síntese é pré-aquecido a cerca de 220 °C antes de entrar no reator. As unidades de reatores possuem mini-canais revestidos de catalisadores, nos quais as reações ocorrem ao longo do seu comprimento a temperaturas de 220 °C a 235 °C a 25 bar. Os hidrocarbonetos líquidos que começam a se formar migram por gravidade até o coletor de saída, quando são recolhidos. A reação é altamente exotérmica, de modo que os canais de refrigeração adjacentes transportam um fluido de arrefecimento de água pressurizada para manter gradientes térmicos aceitáveis nos sentidos radiais e axiais. Durante a conversão do syngas em syncrude, gera-se água residual, podendo reduzir a vida útil do catalisador, e assim processo é organizado em dois estágios para preservar a vida dos catalisadores. No primeiro estágio ocorre a geração do syncrude

com a condensação do vapor d'água gerado e no segundo estágio ocorre uma conversão adicional, preservando a vida do catalisador (COMPACTGTL, 2020).

No início do desenvolvimento da tecnologia GTL entre 1926 e 1944, diversas plantas foram desenvolvidas na Alemanha, chegando a um total de 9 plantas de pequeno porte em operação, com o objetivo de assegurar o fornecimento de combustíveis líquidos do País durante a Segunda Guerra Mundial. Posteriormente, por volta de 1990, novas plantas de maior porte foram construídas em outros países. Uma vez que, atualmente, os reatores de Fischer-Tropsch são projetados para utilização em plantas de grande escala, as plantas tradicionais de GTL são construídas para processar quantidades substanciais de gás e requerem grandes investimento de capital.

As maiores plantas de GTL em operação no mundo se encontram em ambiente *onshore* e estão localizadas no Catar, África do Sul, Nigéria e Malásia, com capacidade variando entre 14.700 e 140.000 barris por dia (bbl/d) de produção de combustíveis líquidos, conforme mostrado na Tabela 2.

Tabela 2. Plantas de GTL no mundo

País	Projeto	Agente (s)	Capacidade (barris/dia)
Alemanha	Castrop-Rauxel	Governo Alemão	933
	Dortmund	Governo Alemão	1.050
	Horst-Gamburg	Governo Alemão	1.633
	Oberhausen-Holten	Governo Alemão	1.400
	Litzendorf	Governo Alemão	700
	Odertal	Governo Alemão	793
	Ruhland-Schwarzheide	Governo Alemão	4.200
	Eckel	Governo Alemão	1.283
	Bergkamen	Governo Alemão	1.867
África do Sul	Sasol I, Asolburg	Sasol	5.600-8.000
	Sasol II e Sasol III, Secunda	Sasol	124.000-154.000
	Mossgas, Baía de Mossel	PetroSA	22.500
Malásia	Bintulu GTL, Bintulu	Shell, Mitsubishi, Petronas, Sarawak State	14.700
Catar	Oryx GTL, Ras Laffan	Qatar Petroleum, Sasol	32.400
	Pearl GTL, Ras Laffan	Shell	140.000

Fonte: elaboração própria EPE a partir de Kim et al. (2014) e Lipski (2013) e Oxford (2013).

Embora ainda existam algumas plantas de GTL de grande escala em construção no mundo, como no caso da planta Oltin Yo'l, no Uzbequistão, outras plantas projetadas durante o período de preços recorde do petróleo se tornaram inviáveis em função da incerteza nos preços do petróleo e do gás natural. Este foi o caso de plantas da Shell e da Sasol, que decidiram cancelar seus projetos de GTL em Ascension Parish e Lake Charles, respectivamente, ambas na Louisiana, EUA. Consequentemente, os novos projetos usando a tecnologia GTL têm voltado a focar em plantas menores e unidades modulares (NICHOLS, 2017).

Em contraste com as plantas de GTL de grande porte, as plantas de GTL em pequena escala são projetadas para o processamento econômico de quantidades menores de gás, variando de 0,3 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/d) a 4,2 MMm³/d, e podem produzir de 1.000 bbl/d a 15.000 bbl/d de combustíveis líquidos (LIPSKI, 2013). Outros autores mencionam que estas plantas de pequena escala podem produzir de 100 bbl/d a 15.000 bbl/d (BRANCACCIO, 2017). O projeto de uma planta modular de GTL, incorporando vários reatores em paralelo, fornece uma solução flexível e operável para ser utilizada nas condições operacionais de um campo de gás associado

(COMPACTGTL, 2020). Neste sentido, novas tecnologias como os reatores de micro-canais Fischer-Tropsch têm sido testadas, podendo ser operadas em plantas menores e modulares. Outras tecnologias para obtenção do gás de síntese também têm sido testadas para plantas de GTL em pequena escala, como a tecnologia de reforma via plasma de arco deslizante² (*gliding arc plasma reforming*; LABANCA, 2007; RIBEIRO, 2015) e reatores de oxidação parcial (CALVERT ENERGY, 2020).

As plantas de GTL em pequena escala do estado-da-arte são geralmente unidades modulares montadas em containers, constituídas de um reformador para produção de gás de síntese, um reator de pequena escala Fischer-Tropsch para produção do *syncrude*, e em alguns casos um sistema de *upgrade* para conversão do *syncrude* em combustíveis líquidos, similar a uma pequena unidade de craqueamento e refino. A estrutura modular da planta pode ser dimensionada para corresponder ao tamanho do recurso de gás natural disponível e expandida conforme necessário. Neste caso, unidades adicionais podem ser entregues pelos fornecedores da tecnologia até o local da planta e conectadas ao equipamento já existente (BRANCACCIO, 2017; LIPSKI, 2013).

Vale ressaltar que grande parte de uma planta GTL em pequena escala pode ser padronizada e fabricada em módulos montados em *skids*, reduzindo o custo e o risco associados à construção das plantas em locais remotos. Além disso, os componentes da planta podem ser projetados também de forma padronizada, para que a necessidade de mão de obra no local de produção de gás seja reduzida. Estima-se que o tempo de construção de uma planta de GTL de pequena escala seja curto, entre 18 a 24 meses (LIPSKI, 2013).

A tecnologia GTL apresenta algumas vantagens em relação à produção de hidrocarbonetos derivados do petróleo, devido à sua capacidade de produzir diesel de com alta cetanagem (70-80), dado o alto rendimento em hidrocarbonetos lineares, proporcionando desempenho superior para os motores. Além disso, esta tecnologia permite gerar cerca de 65 a 85% de produtos classificados como destilados leves, contra cerca de 40% produzidos no fracionamento do petróleo, sendo a qualidade dos lubrificantes produzidos por GTL bastante superior à dos derivados de petróleo (RAMOS, 2011).

Algumas evoluções recentes da tecnologia têm como objetivo a integração da produção de *syncrude* a partir de gás natural e a partir de CO₂ atmosférico ou de efluentes gasosos, possibilitando ainda a integração com energia solar e eólica, o que pode reduzir a pegada de carbono de empreendimentos industriais que implementem esta estratégia e aumentar os benefícios socioambientais aferidos (FASIHI et al., 2015).

3.5. Outras tecnologias e alternativas

Outras alternativas estão disponíveis para a monetização do gás natural em ambiente *onshore*, seja pela sua movimentação até os centros de consumo ou pela sua conversão, na própria localidade do campo produtor, em outros produtos. Porém, estas alternativas serão descritas de forma simplificada no presente estudo, uma vez que não permitem a venda na forma de gás natural ou combustíveis líquidos, ou são tecnologias ainda em fase de estudo e apenas com projetos-piloto em operação ao redor do mundo. Por serem consumidoras de gás natural para gerar outros produtos, estas unidades poderiam por exemplo ser consideradas como unidades industriais consumidoras, embora sejam também estratégias para monetização.

² Quebra de moléculas através da geração de descargas elétricas no interior de um reator pela formação de um arco elétrico que pode deslizar pelos eletrodos; estes estão separados por diferentes distâncias ao longo de seu comprimento, de forma que a matéria prima possa passar entre os mesmos.

3.5.1. Gas-to-Wire (GTW)

A alternativa *gas-to-wire* em ambiente *onshore* consiste na produção de energia elétrica a partir do gás natural no local do próprio projeto de exploração e produção (E&P), contando também com a possibilidade de serem gerados outros produtos como calor e/ou vapor, em uma estratégia de cogeração. O porte das instalações de GTW irá depender principalmente da disponibilidade de gás natural no campo produtor após todos os consumos que se façam necessários, como por exemplo para a operação de compressores e a geração própria de energia. Após a estimativa deste volume disponível, poderão ser escolhidos os melhores módulos geradores que se adequem ao porte do projeto, considerando também a composição do gás natural e a variabilidade em sua produção.

A implementação da estratégia GTW em um campo produtor pode considerar o atendimento de demandas energéticas do próprio projeto ou de unidades industriais próprias mediante compensação de energia junto à distribuidora, mas também a venda da energia elétrica gerada no Ambiente de Contratação Livre (ACL), no Mercado de Curto Prazo e/ou junto à rede distribuidora na modalidade de Geração Distribuída (GD). Para avaliar qual a melhor alternativa para utilização da energia elétrica gerada, podem ser comparados os valores de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) no Sistema Interligado Nacional (SIN) bem como as perspectivas de variação do Custo Marginal da Operação (CMO) nos próximos anos, dado o regime hidrológico esperado (EPE, 2018a).

Na Figura 6, são esquematizadas as principais etapas e processos envolvidos na tecnologia GTW, contando com a possibilidade de uso de um ciclo combinado para obter maior eficiência energética.

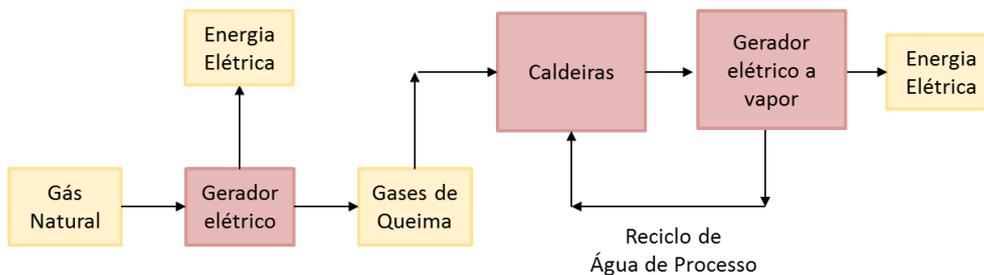


Figura 6. Etapas e Processos envolvidos na tecnologia GTW

Fonte: Elaboração Própria EPE.

Observa-se, portanto, que as análises de viabilidade técnico-econômica para a implementação de GTW dependem de diversos fatores e condicionantes de mercado específicos para cada projeto e que podem variar no tempo, sendo também fortemente influenciadas pelo preço da energia elétrica no mercado considerado para a venda. De forma geral, estudos de viabilidade conceituais mostram que esta estratégia pode se tornar viável para campos produtores que estejam próximos à rede elétrica existente e com vazões de gás natural de 4 mil a 34 mil m³/d (resultando em módulos de geração de 500 a 5.000 kW), com um tempo de *payback* inferior a 3 anos, e com melhor retorno financeiro para maiores volumes (EPE, 2018a).

3.5.2. Cogeração de Energia Térmica e Elétrica

A estratégia de cogeração consiste na produção conjunta de duas correntes de produtos ou de utilidades em uma planta industrial, e na maioria dos casos refere-se à produção conjunta de energia térmica e elétrica. Por meio de uma integração energética na geração de ambas as correntes, pode-se alcançar uma maior eficiência com menor consumo de energia primária para a produção dos mesmos teores de “calor” e de “eletricidade” para um processo industrial. As correntes produzidas por cogeração podem ainda ser utilizadas para alimentar ciclos de refrigeração, ocorrendo portanto

cogeração de energia elétrica e de frio a partir do gás natural, que pode ser utilizada em frigoríficos de grande porte (TAKAKI et al., 2006) e em shoppings e centros de comércio (SOARES, 2004).

A eficiência energética obtida no caso da cogeração tende a ser maior do que na geração separada de energia térmica e elétrica, sendo que em alguns casos pode haver um consumo cerca de 50% maior de energia primária (portanto com consumo 50% maior de combustível) quando a produção é feita de forma separada, em relação ao caso em que é feita por cogeração (AB ENERGY, 2020). No caso da geração de frio, para frigoríficos de grande porte pode inclusive ser obtida energia elétrica em excesso que pode ser vendida para a rede como no caso da alternativa GTW (TAKAKI et al., 2006).

Sendo assim, como ocorre no caso da tecnologia GTW, observa-se que pra estudos de viabilidade técnico-econômica devem ser analisados o porte dos módulos que serão instalados, a composição do gás natural na entrada dos módulos, e o particionamento desejado entre energia térmica e energia elétrica dadas as necessidades dos agentes relacionados ao projeto.

Na Figura 7, são esquematizadas as principais etapas e processos envolvidos na tecnologia de cogeração, para um exemplo com geração de energia elétrica, calor e frio por meio de resfriadores de absorção (que podem ser, por exemplo, *chillers* utilizando pastilha de KBr).

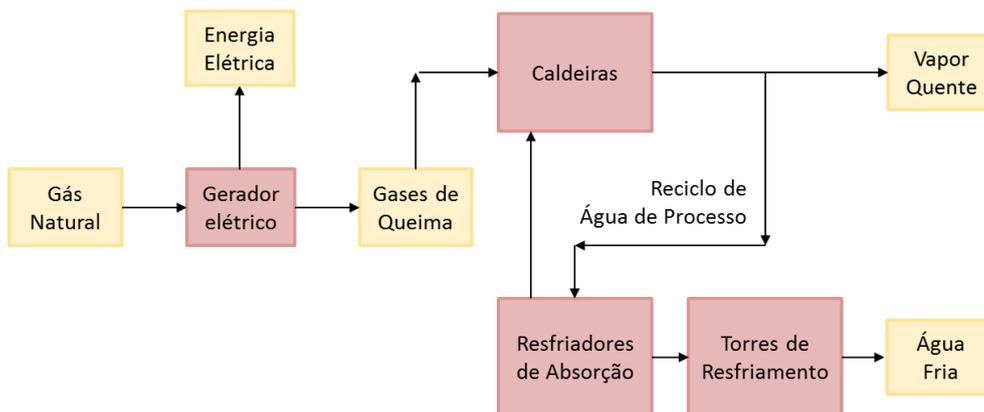


Figura 7. Etapas e Processos envolvidos na tecnologia de cogeração

Fonte: Elaboração Própria EPE com base em Clarke Energy (2020).

3.5.3. Gas-to-Chemicals (GTC)

O processo GTC é similar ao processo GTL, porém neste caso após o processamento do gás de síntese é obtido um produto químico como metanol, amônia ou ureia, através de outras rotas químicas, ao invés do *syncrude* ou combustíveis líquidos via Fischer-Tropsch. A etapa de obtenção do gás de síntese ou *syngas* a partir do gás natural, por sua vez, é comum para ambas as rotas químicas das tecnologias GTL e GTC. Cabe ressaltar também que em algumas referências da literatura o termo GTL é utilizado tanto para as tecnologias GTL quanto GTC, enquanto em outras referências é feita distinção entre ambas, sendo o termo GTL usado quando se produzem combustíveis e o termo GTC quando se produzem compostos químicos (WORLD BANK, 2012).

A Figura 8 apresenta o esquema da tecnologia GTC, tomando como exemplo a geração de amônia e metanol como compostos químicos principais.

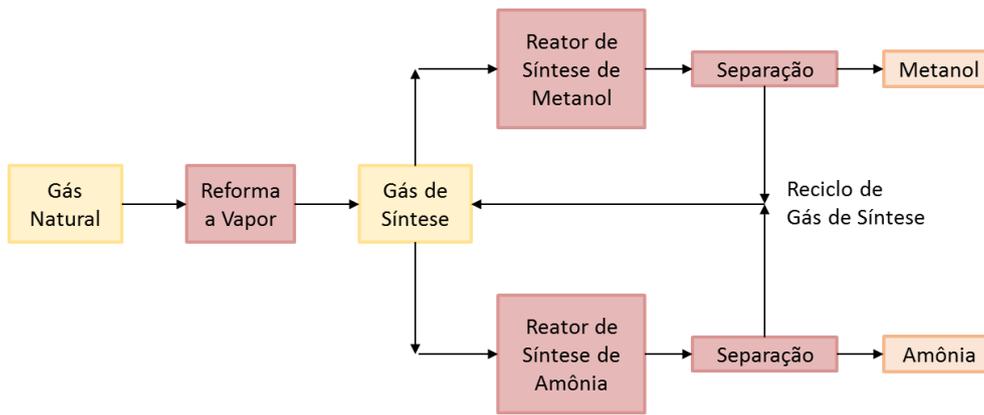


Figura 8. Esquema da tecnologia do processo GTC para a obtenção de amônia e metanol

Fonte: elaboração própria EPE a partir de Gas Processing News (2016).

A partir dos compostos químicos mais simples como a amônia e o metanol, podem ser realizadas etapas adicionais para o seguimento da cadeia produtiva até produtos mais complexos. No caso do metanol podem ser citados como derivados o etileno, propileno, ácido acético e acrilatos para aplicações na indústria de plásticos, formaldeído para uso em resinas e tintas, algumas fibras de poliéster para uso têxtil, entre outras. Na Figura 9 é apresentada a cadeia produtiva de alguns produtos químicos baseados no metanol.

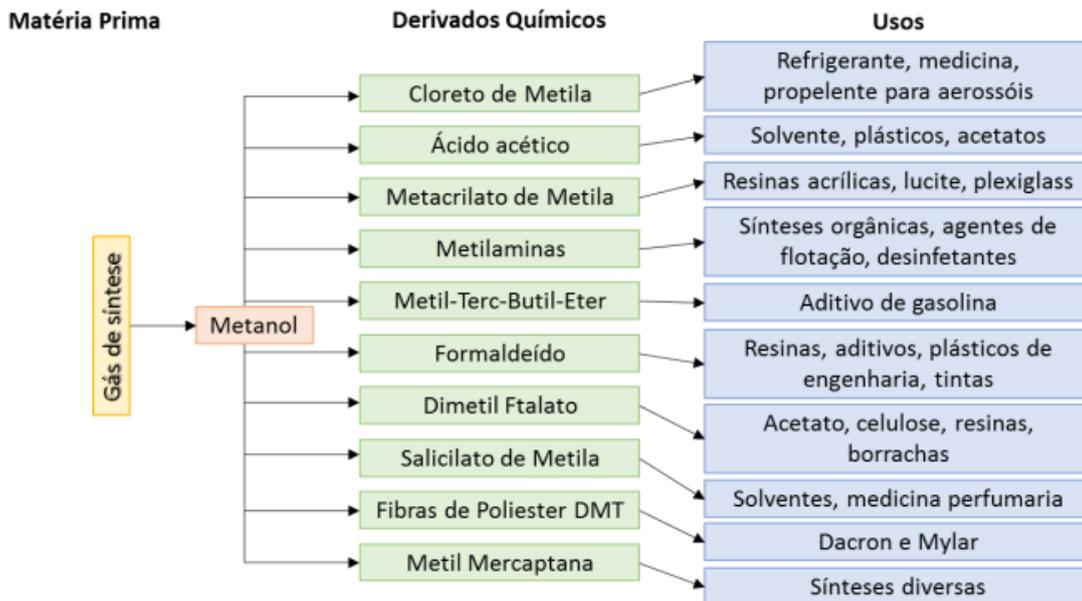


Figura 9. Cadeia do metanol e possíveis derivados

Fonte: EPE (2019b).

Já no caso da amônia, podem ser citadas como etapas posteriores a produção de fertilizantes nitrogenados, a produção de propulsores aeroespaciais baseados em hidrazina, e a produção de explosivos contendo nitratos, entre outras. Na Figura 10 é apresentada a cadeia produtiva de alguns produtos químicos baseados na amônia.

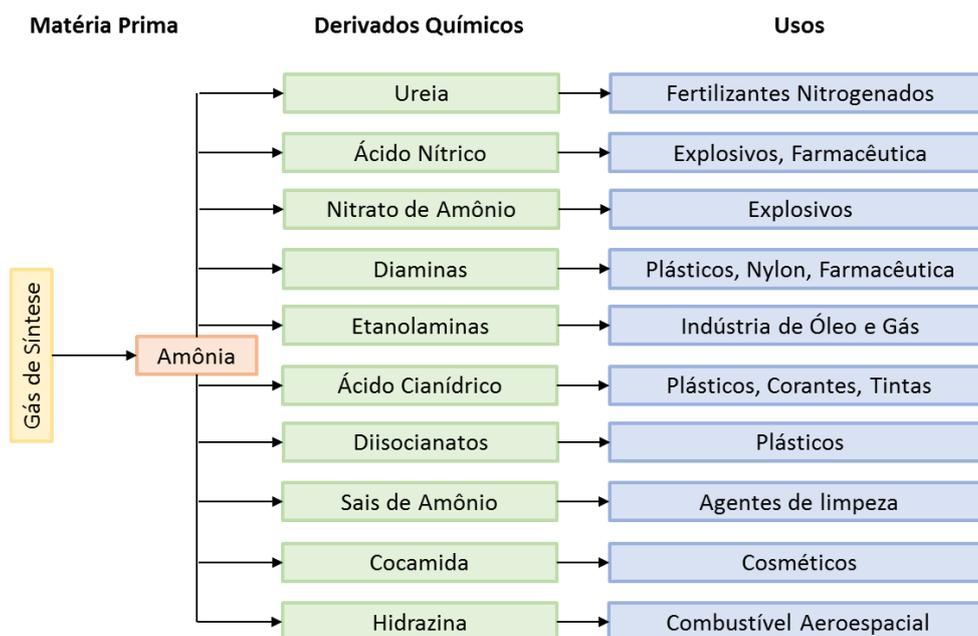


Figura 10. Cadeia da amônia e possíveis derivados

Fonte: elaboração própria a partir de EPE (2019c) e Rizos et al. (2014).

Portanto observa-se que, para a implementação da tecnologia GTC, é importante que sejam planejados quais módulos estarão presentes no processo produtivo, podendo este ser realizado até a obtenção dos intermediários químicos simples (metanol e amônia, por exemplo) ou incluir etapas posteriores para obtenção de outros compostos (ureia e formaldeído, entre outros).

O porte do projeto e a composição do gás natural devem ser levadas em conta, bem como os preços dos produtos finais e os mercados consumidores existentes para os mesmos. Deve ser realizado um planejamento logístico completo considerando o transporte de outras matérias-primas até a planta industrial caso estas sejam necessárias no processo, e o transporte dos produtos finais até os pontos de consumo.

4. Metodologia

Neste capítulo, serão descritas as referências de custo disponíveis na literatura e os parâmetros considerados nos estudos de caso para análise da viabilidade da monetização do gás natural em ambiente *onshore* pelas principais tecnologias disponíveis, bem como as metodologias utilizadas para os estudos de caso.

Primeiramente, serão explicados os parâmetros de custo utilizados para, partindo-se dos preços de venda do gás natural especificado em UPGNs, do GNC, do GNL e dos líquidos produzidos pela tecnologia GTL, estimarem-se os preços máximos de compra do gás natural úmido na entrada do módulo de monetização para que tais projetos se tornem viáveis (em uma lógica de preços *NetBack*³). Serão apresentados também os custos disponíveis na literatura para cada alternativa estudada. Neste caso, considerou-se que o módulo escolhido deveria ser capaz de ofertar produtos

³ Um preço *NetBack* seria obtido pela subtração entre o preço que algum agente está disposto a pagar por um produto, e todos os custos envolvidos na disponibilização do mesmo, desde o ponto escolhido até o consumidor final. O resultado é o preço máximo de compra estimado na origem para que a disponibilização do produto seja viável no destino.

finais (gás natural comprimido, gás natural liquefeito ou combustíveis líquidos), no próprio local do projeto, a preços iguais aos valores de mercado típicos dos mesmos.

Em seguida, apresenta-se a metodologia adotada para a realização dos fluxos de caixa, considerando que o gás natural seria monetizado por meio de GNC, GNL ou GTL com diferentes volumes de entrega. Por fim, as alternativas de GNC e GNL também foram estudadas para o caso da entrega a diferentes distâncias do módulo de monetização, e comparadas com a entrega via gasodutos de transporte, para análise de qual seria o modal mais competitivo em cada caso: gasoduto, GNC ou GNL.

Cabe ressaltar que neste estudo as etapas necessárias para monetização (processamento, compressão, liquefação, transporte, etc) foram analisadas de forma separada das atividades de E&P, porém na prática estas podem ser realizadas pelo mesmo agente ou pelo mesmo consórcio, nos casos em que os concessionários de E&P também sejam responsáveis por escoar, processar, comprimir, liquefazer, transportar e/ou converter o gás natural em outros produtos.

4.1. Estimativas de Custo – Processamento em UPGN

A estimativa de custos de processamento em UPGNs levou em conta que, para campos em Terra, poderia ser utilizada a tecnologia de absorção refrigerada, dado que geralmente nos campos *onshore* há uma menor riqueza das correntes de gás natural em relação a campos *offshore*, principalmente quando o gás natural não encontra-se associado ao petróleo (EPE, 2016). Neste caso, o gás natural de campos produtores próximos poderia ser reunido em um só ponto para processamento, ou a UPGN poderia ser construída no mesmo local da Estação de Coleta onde ocorre a separação trifásica entre gás natural, óleo e água. Esta movimentação pode se dar por gasodutos de escoamento de pequena extensão, e recentemente há diversas tecnologias sendo desenvolvidas para este fim com menores custos, por exemplo pelo uso de dutos pré-soldados e enrolados em carretéis (TALGOE e SKJAEVELAND, 2015) ou dutos de polietileno (NUMMI, 2016).

O CAPEX considerado para as UPGNs teve como base o estudo publicado por EPE (2017), corrigido para valores de 2019 pelo índice *Chemical Engineering Plant Cost Index* (CEPCI). Na Figura 11 são apresentados os custos de UPGNs para diferentes tecnologias, das quais foi utilizada a denominada “Joule-Thompson + RS” (Refrigeração Simples) para realização dos estudos de caso.

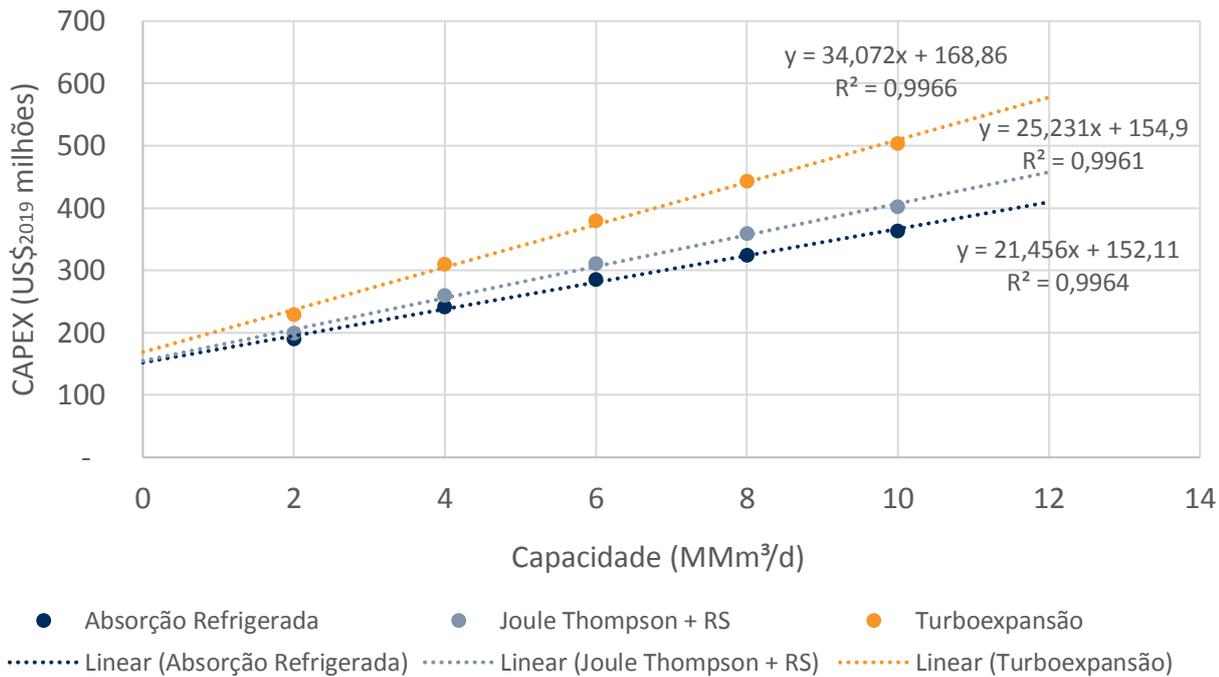


Figura 11. CAPEX de unidades de processamento de gás natural

Fonte: Elaboração Própria a partir de EPE (2017).

Para a realização dos fluxos de caixa, considerou-se ainda que haveria a produção e a venda de GLP pelos preços internacionais do propano e butano em dezembro de 2019 segundo memória de cálculo de preços de referência de gás natural para fins de royalties (ANP, 2019b). Este valor foi considerado como uma receita adicional do projeto para auxílio na amortização do projeto. Considerou-se um valor de OPEX igual a 10% do CAPEX ao ano (EPE, 2018b).

4.2. Estimativas de Custo – Gás Natural Comprimido

O dimensionamento e o custo dos diferentes elementos da cadeia do GNC dependem das características específicas de cada projeto, como por exemplo: volume e composição do gás, distância até o ponto de entrega, requisitos de armazenamento e infraestrutura, localização geográfica, etc. Além disso, os custos podem ser divididos nas seguintes parcelas: (i) tratamento preliminar do gás natural; (ii) compressão do gás natural; (iii) transporte do gás natural (considerado neste estudo por modal rodoviário); e (iv) entrega e descompressão.

No que toca aos custos totais, um estudo da Tractebel (2015a) analisou os custos unitários de investimentos e operação e manutenção para quatro cenários para transporte de GNC via terrestre ou marítima: volumes de gás natural de 85 mil m³/d e 283 mil m³/d, a serem entregues a curta distância e longa distância dos consumidores. O estudo ressalta que os custos estimados são indicativos, uma vez que circunstâncias específicas podem afetar a economicidade dos projetos, como por exemplo os desafios físicos do ambiente de desenvolvimento, elevados custos de mão de obra e as condições do ambiente de negócios. A Tabela 3 apresenta os custos unitários para dois patamares de volumes de GNC transportados por caminhões a curta ou a longa distância.

Tabela 3. Custos relacionados ao GNC (US\$₂₀₁₅/MMBtu)

Item	Distância: até 400 km		Distância: 1.200 a 1.600 km	
	85 mil m ³ /d	283 mil m ³ /d	85 mil m ³ /d	283 mil m ³ /d
Tratamento	0,42	0,21	0,42	0,21
Compressão	0,73	0,70	0,73	0,70
Transporte	2,20	2,20	8,81	8,79
Entrega	0,50	0,50	0,50	0,50
Total	3,85	3,61	10,46	10,20

Fonte: Adaptado a partir de Tractebel (2015a).

Observa-se neste estudo que os custos unitários de tratamento, compressão/carregamento e entrega do gás foram considerados iguais em relação às distâncias de referência. Porém, estes custos unitários são mais elevados para menores patamares de volumes. Visualiza-se o impacto do transporte para longas distâncias, acentuando o custo unitário total para um determinado volume transportado. Além disso, não se observam custos unitários significativamente menores para volumes maiores de GNC, uma vez que o transporte, que compõe a maior parte dos custos totais, não apresenta ganhos de escala.

No caso apenas do custo de compressão em si, observa-se que este depende do volume a ser comercializado, o que pode incitar o uso de diferentes tecnologias de compressão, como compressores usando motores elétricos (geralmente para menores volumes) ou usando turbinas a gás natural (geralmente usadas para maiores volumes). Também está disponível comercialmente um sistema modular “*plug and play*” que oferece configurações em alta taxa de compressão (*high compression ratio*) para o abastecimento de GNV, ou em alta compressão de fluxo (*high flow compression*) para suprimento de gasodutos virtuais. Portanto, além do abastecimento no transporte rodoviário, essa tecnologia pode ser expandida em módulos para permitir a monetização do gás natural que seria queimado, como também para geração local de eletricidade (BHGE, 2020b). Esse sistema se aplica a projetos de pequena escala, sendo que um módulo atende de 6 mil m³/d a 74 mil m³/d, podendo ser expandido em vinte vezes para projetos personalizados, atingindo uma capacidade máxima de 1,5 MMm³/d.

O custo unitário de um módulo *plug and play* em pequena escala é de cerca de US\$ 500 mil. Para sua operação, é necessário um suprimento elétrico de 400 kW, além de eventuais requisitos de armazenamento a depender do fluxo de carregamento (WORLD BANK, 2018). A Tabela 4 apresenta as principais características técnicas e econômicas desta tecnologia de GNC modular em campos *onshore* e com transporte via terrestre.

Tabela 4. Principais parâmetros e custos de uma tecnologia para GNC

Tecnologia	GNC modular
Empresa	BHGE
Data-base do custo	2015 ¹
Capacidade da unidade (MMm ³ /d)	0,006 a 0,074
CAPEX (US\$ mi)	0,5
OPEX	N/D
Distância viável (km)	N/D
Comentários sobre a tecnologia	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de 400 HP • Suprimento: 400kW • Armazenamento pode ser necessário • Uso offshore não certificado
Plantas em operação	>70
Comentários sobre o transporte	N/D
Referência	WORLD BANK (2018)

Fonte: elaboração própria.

Notas: ¹ A data base do custo não foi informada no relatório do World Bank (2018); demais informações obtidas a partir de Tractebel (2015a).

Realizando-se uma comparação entre os custos das alternativas disponíveis dependendo dos volumes alcançados, e trazendo-se os custos a valores de 2019 por meio do índice CEPCI, foi possível construir uma correlação de CAPEX por capacidade para compressão de gás natural. Esta correlação utilizou uma função de potência com expoente igual a 0,65 conforme Glebova (2013) e teve como objetivo a minimização do erro quadrático entre os dados corrigidos para 2019 e os dados estimados pela equação. Os dados utilizados e estimados são apresentados na Figura 12.

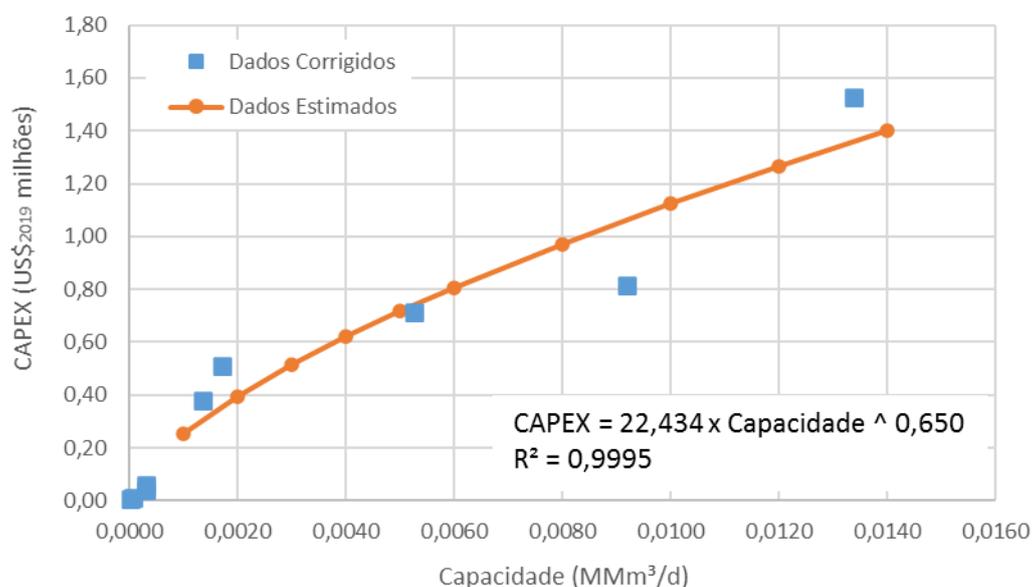


Figura 12. CAPEX de unidades de compressão de gás natural

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados de US DOE (2014).

Por meio da comparação com os custos apresentados por Tractebel (2015a), foi possível observar que tais custos de liquefação já incluem o tratamento do gás natural, por meio da separação dos líquidos após cada estágio de liquefação, compressão e/ou resfriamento. O OPEX dos módulos de compressão foi estimado em cerca de 4% do CAPEX, com base em projetos de estações de compressão típicos da base de dados do Sistema de Avaliação de Gasodutos (SAGAS) desenvolvido pela EPE.

No que toca ao custo de transporte, uma análise do custo do GNC entregue para diferentes volumes e distâncias mostra que, para capacidades de produção superiores a 140 mil m³/d, o transporte por caminhões se torna complexo devido ao número substancial de veículos necessários (especialmente para longas distâncias), como também ao tamanho significativo das instalações de carga e descarga necessárias. A principal diferença entre as várias tecnologias para transporte terrestre de GNC é o tipo de armazenamento, cujas principais características e alguns fabricantes estão apresentados na Tabela 5.

Tabela 5. Tecnologias de transporte terrestre de GNC

Tecnologia	Tubular (<i>Tube type</i>)	Luxfer-GTM type III ¹	Lincoln type IV ²	Galileo MAT ³
Material do contêiner	Aço de alta resistência	Parede interna de alumínio envolvida com fibra de vidro de carbono (<i>carbon fiberglass</i>)	Compósito de fibra de carbono / epóxi (<i>carbono fibre/epoxy composite</i>)	Cilindro de aço ISO 9809
Capacidade máxima do caminhão (MMm ³)	até 0,008 (8 mil m ³ /d)	até 0,012 (12 mil m ³ /d)	até 0,010 (10 mil m ³ /d)	até 0,007 (7 mil m ³ /d)
Pressão (barg)	187-227	248	250	200-250
Resistência à corrosão	-	N/D	++	-
Relação de peso gás/contêiner (t/t)	0,24	0,41	0,79	0,2
Custo comparativo	Caso base	++	++	+

Fonte: Adaptado a partir de TRACTEBEL (2015a).

Notas: ¹ Fabricante de cilindros localizado como Luxfer Gas Cylinders (LUXFER, 2020). Nome recente do cilindro localizado como “Type 4”. Até a presente data não foram aprofundadas as pesquisas na página do fabricante sobre “CNG”, “Type 4” ou “type III”; ² Empresa Hexagon Lincoln (HEXAGON, 2020); ³ A empresa Galileo Technologies oferece soluções para geração distribuída de GNL, compressão distribuída de *shale gas*, gasoduto virtual – GNC, soluções de biometano (GALILEO, 2020).

O planejamento do fluxo de caminhões para alcançar o fluxo de transporte de gás natural necessário irá depender da velocidade média dos caminhões no trecho escolhido, da distância do transporte e da capacidade por caminhão. Por exemplo, para um projeto de transporte de GNC por caminhões a 40 km/h, no qual a demanda é de 100 mil m³/d, o número ideal de caminhões seria cerca de 8 para um consumidor a 100 km de distância, cerca de 30 para um consumidor a 500 km de distância, e cerca de 58 para um consumidor a 1.000 km de distância (BENDEZÚ, 2009). Sendo assim, percebe-se que o custo de transporte aumenta consideravelmente em relação à capacidade transportada devido ao maior número de caminhões necessários.

4.3. Estimativas de Custo – Gás Natural Liquefeito

O dimensionamento e o custo dos diferentes elementos da cadeia de GNL em pequena escala dependem das características específicas de cada projeto, tais como: composição do gás e seu volume, distância aos consumidores, requisitos de armazenamento e infraestrutura, localização geográfica, entre outros (TRACTEBEL, 2015b). Além disso, os custos podem ser divididos nas seguintes parcelas: (i) tratamento preliminar do gás natural; (ii) liquefação do gás natural, incluindo retirada de líquidos e resfriamento após cada estágio; (iii) transporte do gás natural (considerado neste estudo por modal rodoviário); e (iv) entrega e regaseificação.

Um estudo da Tractebel (2015b) analisou os custos unitários de investimentos e operação e manutenção para quatro cenários de mini e microplantas de GNL onshore, com volumes de gás

natural de 85 mil m³/d e 283 mil m³/d, a serem entregues a curta distância e longa distância dos consumidores. O estudo ressalta que os custos estimados são indicativos, uma vez que circunstâncias específicas podem afetar a economicidade dos projetos, como por exemplo os desafios físicos do ambiente de desenvolvimento, elevados custos de mão de obra e as condições do ambiente de negócios. Os custos unitários estimados para os dois volumes de GNL, transportados por caminhões a longa distância, isto é, cerca de 1.200 a 1.600 km, são apresentados na Tabela 6 a seguir.

Tabela 6. Custos relacionados ao GNL (US\$₂₀₁₅/MMBtu)

Item	Distância: até 400 km		Distância: 1.200 a 1.600 km	
	85 mil m ³ /d	283 mil m ³ /d	85 mil m ³ /d	283 mil m ³ /d
Tratamento	0,42	0,21	0,42	0,21
Liquefação	4,71	3,71	4,71	3,71
Transporte	1,43	1,18	4,93	4,68
Entrega	1,56	1,06	1,56	1,06
Total	8,12	6,16	11,62	9,66

Fonte: Adaptado a partir de Tractebel (2015b).

Em resumo, pode-se observar que os custos unitários para projetos de mini e micro GNL podem variar entre US\$₂₀₁₅ 6/MMBtu e US\$₂₀₁₅ 12/MMBtu. O custo unitário de transporte de GNL por caminhões a longas distâncias chegam a ser mais elevado que o custo dos mesmos volumes a curtas distâncias.

Quando a instalação de GNL inclui tanques para armazenamento, observa-se que estes têm custos consideráveis. Um tanque atmosférico de 28.000 m³ pode custar US\$ 60 milhões, comparado com um tanque de 170.000 m³ que custa US\$ 135 milhões. A faixa de custo típico observado varia entre 800 – 3000 US\$/m³ para armazenamento em planta de GNL de pequena escala, com custo mais baixo conforme aumento da capacidade. Tanques pressurizados estão em uma faixa menor de custo (IGU, 2015). A Tabela 7 apresenta as principais características técnicas e econômicas das tecnologias para GNL em campos *onshore* e com transporte via terrestre.

Tabela 7. Principais parâmetros e custos de tecnologias para GNL

Tecnologia	GNL onshore	GNL onshore	GNL onshore	GNL onshore	GNL onshore	mini-GNL onshore	mini-GNL onshore
Empresa	Calvert Energy	Chart Industries	Expansion Energy	GE	Linde Cryostar	Várias	Galileo's Cryobox
Data-base do custo							
Capacidade da unidade (MMm ³ /d)	1,2	4,0	1,2	-	-	0,03 a 0,42	0,02
CAPEX (US\$ mi)	64,5	-	-	-	-	5,4 a 36,4	5,0
OPEX	4,5% CAPEX	-	-	-	-	-	-
Comentários sobre a tecnologia	<ul style="list-style-type: none"> Plantas modulares em pequena escala Podem lidar com variação ± 25% de volume de gás Pressão de 45 a 66 bar Produção de 50 a 550 ton/dia de GNL 	<ul style="list-style-type: none"> Plantas modulares em pequena escala Podem lidar com variação de volume de gás Pressão de 31 a 65 bar Produção de 165 a 725 ton/dia de GNL 	<ul style="list-style-type: none"> Plantas modulares em pequena escala Podem lidar com variação de volume de gás Pressão mínima de 3,5 bar Produção de 23 a 379 ton/dia de GNL 	<ul style="list-style-type: none"> Plantas modulares em pequena escala Podem lidar com variação de volume de gás Produção de 95 a 4.543 ton/dia de GNL 	<ul style="list-style-type: none"> Mini-plantas modulares Podem lidar com variação de volume de gás Produção de 28 a 200 ton/dia de GNL 	<ul style="list-style-type: none"> Custos apresentados para micro- ou mini-plantas, não incluindo armazenamento do GNL Custo de armazenamento em cilindros: U\$S 2.000/m³ (1.000 a 15.000 m³ de GNL) Custo de armazenamento em tanques: U\$S 1.000/m³ a U\$S 1.300/m³ (15.000 a 30.000 m³ de GNL) Custo de um tanque de 40 m³ de GNL para um caminhão: U\$S 300.000 	<ul style="list-style-type: none"> Mini-plantas de liquefação Produção de 500 tpa de GNL
Plantas em operação	6	múltiplas	10	-	-	1	-
Referências	GGFR, 2018; CALVERT ENERGY, 2020	GGFR, 2018; CHART INDUSTRIES, 2020	GGFR, 2018	GGFR, 2018	GGFR, 2018	Tractebel, 2015b	GGFR, 2018; GALILEO, 2020

Fonte: elaboração própria.

Com base nos dados de custo disponíveis na literatura, e trazendo-se os custos a valores de 2019 por meio do índice CEPCI, foi possível construir uma correlação de CAPEX por capacidade para liquefação de gás natural. Esta correlação utilizou uma função de potência com expoente igual a 0,65 conforme Glebova (2013) e teve como objetivo a minimização do erro quadrático entre os dados corrigidos para 2019 e os dados estimados pela equação. Os dados utilizados e estimados são apresentados na Figura 13.

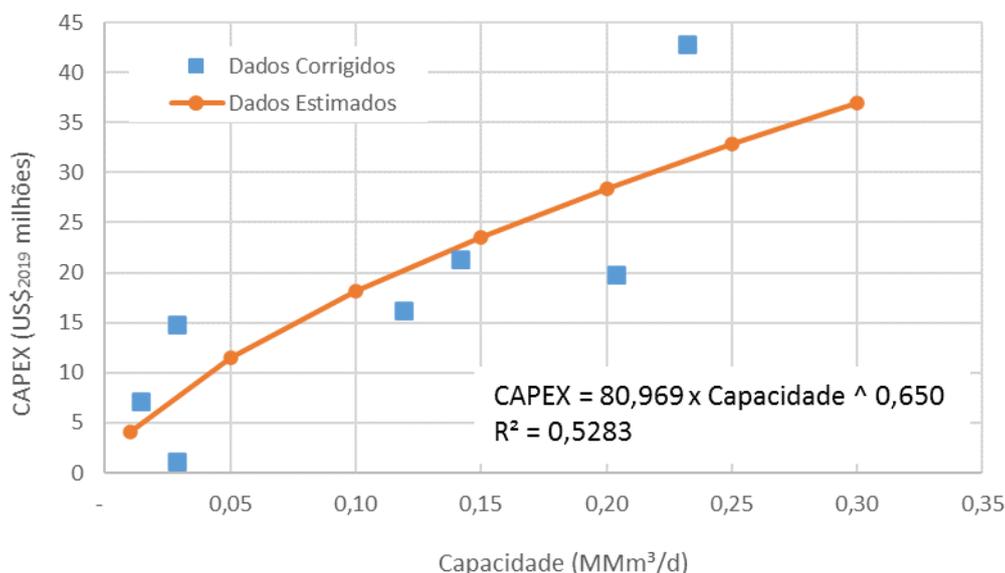


Figura 13. CAPEX de unidades de liquefação de gás natural

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados de Tractebel (2015b) e GGFR (2018).

Por meio da comparação com os custos apresentados por Tractebel (2015b), foi possível observar que tais custos de liquefação já incluem o tratamento do gás natural, por meio da separação dos líquidos após cada estágio de liquefação, compressão e/ou resfriamento. O OPEX é estimado entre 3 a 5% do CAPEX (TRACTEBEL, 2015b).

No que toca ao valor do transporte, os custos dos reboques de GNL variam de um país para outro. Porém, como referência, um custo médio de um reboque de GNL nos EUA de 40 m³, que é a capacidade máxima permitida no país, está na faixa de U\$S 300 mil. O custo de uma estação de recebimento de caminhão com capacidade de armazenamento de 4000 m³, pressão de send-out do gás de aproximadamente 45 barg, 3 baias para descarregamento de caminhão, utilidades é de aproximadamente U\$S 35 milhões.

O planejamento do fluxo de caminhões para alcançar o fluxo de transporte de gás natural necessário irá depender da velocidade média dos caminhões no trecho escolhido, da distância do transporte e da capacidade por caminhão. Por exemplo, para um projeto de transporte de GNL por caminhões a 40 km/h e um consumo de gás natural equivalente a 100 mil m³/d, o número ideal de caminhões seria cerca de 4 para um consumidor a 100 km de distância, cerca de 8 para um consumidor a 500 km de distância, e cerca de 14 para um consumidor a 1.000 km de distância (BENDEZÚ, 2009). Pelo menos dois caminhões adicionais são incluídos para cobrir a indisponibilidade dos caminhões devido à manutenção (TRACTEBEL, 2015b). Sendo assim, percebe-se que o custo de transporte aumenta menos do que no caso do GNC em relação à capacidade transportada ou à distância, devido a um menor aumento no número de caminhões necessários, porém o investimento inicial é alto dado o alto valor dos caminhões.

4.4. Estimativas de Custo – Gas-to-Liquids

Com relação à viabilidade econômica da tecnologia GTL, primeiramente buscaram-se na literatura estudos que houvessem analisado esta tecnologia com base em projetos *onshore*. Um estudo de caso realizado em 2002 estimou que, tomando-se por base um preço do gás natural estipulado em US\$ 0,50/MMBtu e o preço do petróleo bruto de US\$ 17 /bbl, o custo total de produção por barril de *syncrude* seria de US\$ 19 /bbl. O ponto de equilíbrio (break-even point) da tecnologia GTL foi estimado em 9.539 m³/d, que seria a capacidade mínima de produção de sintético cru que tornaria o negócio lucrativo (RAMOS, 2011). Outro estudo de caso foi desenvolvido, considerando uma produção estimada de óleo sintético de 18.760 m³/d, preço do gás natural de US\$ 0,18 a US\$ 0,28 /m³ e taxa de retorno do investimento de 7,4 a 19,4 % ao ano. Foi considerado ainda um custo de produção, sem considerar integração energética, de US\$ 58,05 /(bbl/d) e um custo de produção, considerando integração energética, de US\$ 48,76 /(bbl/d). Tomando-se por base a média de preço do gás natural de US\$ 0,15/m³ o ponto de equilíbrio da tecnologia GTL, no ano de 2008, foi estimado em 9.062 m³/d (RAMOS, 2011).

No presente estudo de caso, para uma planta de GTL *onshore* de menor escala, as estimativas de CAPEX e OPEX foram obtidas a partir de 6 projetos de GTL *onshore* teóricos, de acordo com GLEBOVA (2013) e BASSEY (2007). Para a adequação destes custos às capacidades do estudo de caso, foi feita uma correção da estimativa de CAPEX de cada projeto adotando-se um fator de escala de 0,65, comumente utilizado para instalações químicas em projetos GTL (GLEBOVA, 2013). A Tabela 8 ilustra a estimativa de CAPEX e OPEX dos 6 projetos de GTL teóricos consultados na literatura.

Tabela 8. Estimativa de CAPEX e OPEX de projetos de plantas GTL *onshore* teóricas

Projeto de GTL <i>onshore</i>	Produção de Líquidos (bbl/dia)	CAPEX original (US\$/bbl.dia)	CAPEX ajustado (US\$/bbl.dia)	CAPEX total ajustado (US\$ mi)	OPEX (% CAPEX/ano)
Projeto 1	100.000	16.800	20.006	394	7,2%
Projeto 2	65.000	28.300	33.701	663	9,1%
Projeto 3	64.300	33.200	39.536	778	9,2%
Projeto 4	37.800	38.000	45.253	890	5,4%
Projeto 5	30.000	25.000	30.175	594	4,2%
Projeto 6	20.000	30.000	20.117	396	5,8%

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em BASSEY (2007) e GLEBOVA (2013)

Os valores de CAPEX utilizados nos estudos de caso foram calculados a partir da curva ajustada a partir de valores da literatura corrigidos para 2019 por meio do CEPCI. Os dados utilizados e estimados são apresentados na Figura 14.

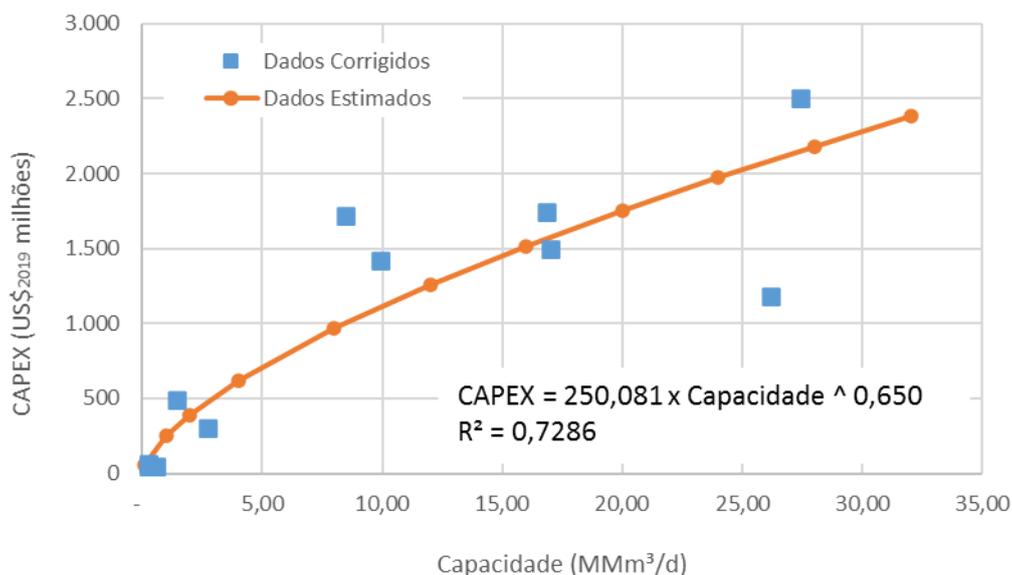


Figura 14. CAPEX de unidades de conversão de gás natural em combustíveis líquidos

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados de Bassey (2007), Glebova (2015) e GGFR (2018).

Para o cálculo da receita obtida a partir dos líquidos para o estudo de caso, foi utilizada a composição de produtos gerados pela planta GTL Oryx (GLEBOVA, 2013), enquanto preços de venda de cada produto foram obtidos a partir de dados da ANP (2019b), conforme ilustrado na Tabela 9.

Tabela 9. Estimativas de produtos e preços de venda para GTL

Produto	Fração Produzida ¹	Preço de venda ² (US\$/bbl)
Diesel ULSD	37,5%	82,39
Querosene	37,5%	94,88
Nafta	20%	52,53
GLP	5%	28,41

Fonte: elaboração própria EPE, com base em ANP (2019b), GLEBOVA (2013).

Notas: ¹ Composição de produtos gerados na planta Oryx; ² Valores estimados a partir dos preços de referência do petróleo e gás no Brasil.

Considerou-se que o produto vendido seria o *syncrude*, precificado com base em sua composição por uma ponderação dos valores das correntes. O valor do OPEX utilizado foi calculado a partir da média dos valores de OPEX da literatura, obtendo-se o valor de 6,8% do CAPEX a.a.

4.5. Metodologia para análise de Fluxos de Caixa

Os fluxos de caixa realizados basearam-se na metodologia de *NetBack*, considerando que o gás natural ou os combustíveis líquidos produzidos por cada projeto deveriam ser vendidos na saída do módulo produtor aos preços médios praticados no mercado por aquele produto. Os tempos de construção e vida útil também foram selecionados considerando as especificidades de cada alternativa tecnológica.

No caso das tecnologias de UPGN e GNC, o gás natural seria vendido ao preço médio do GNL importado e regaseificado no Brasil, igual a US\$ 6,53 /MMBtu, considerando a média de preços de importação de GNL que ocorreu no ano de 2019. No caso da tecnologia de GNL, o produto ofertado pelos projetos seria vendido ao preço do GNL importado em 2019 apenas somado com o frete para

chegada ao Brasil, ainda em estado líquido, igual a US\$ 5,65 /MMBtu. Já no caso do GTL, considerou-se a venda do *syncrude* conforme explicado anteriormente, resultando em US\$ 78,40 /bbl.

A Média Ponderada de Custo de Capital (*weighted average cost of capital* – WACC) adotada nos fluxos de caixa foi de 10% ao ano e fixou-se o Imposto de Renda em 25% e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) em 9%. Os resultados obtidos não incluem valores de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), Programas de Integração Social (PIS) / Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e Imposto sobre Serviços (ISS). O tempo de vida útil dos projetos foi considerado como 25 anos para UPGN e GTL (com 5 anos de construção), 20 anos para GNL (com 3 anos de construção) e 10 anos para GNC (com 1 ano de construção).

4.6. Metodologia utilizada para análise de Gasodutos Virtuais

Com base nas estimativas de custos realizadas a partir dos dados apresentados, utilizando ajustes de potências para as capacidades e ajustes lineares para as distâncias, foram construídas três equações para estimar os custos envolvidos no tratamento e no transporte do gás natural, assim como sua descompressão e regaseificação no caso do GNC e GNL. No caso da movimentação via gasodutos de transporte (denominada “GAS”), os dados de custo utilizados para estimativa das tarifas foram aqueles apresentados no Plano Indicativo de Gasodutos (EPE, 2019d). Foram considerados os mesmos custos de tratamento estimados para as outras tecnologias, e considerou-se que seriam cobradas tarifas postais, para fins de simplificação e comparação.

As estimativas de custo referentes ao GNC foram realizadas com base na Equação 1.

$$\text{Custo GNC} = 3,1076 * \text{Capacidade}^{-0,131} + 0,0066 * \text{Distância} \quad [1]$$

Onde o Custo é medido em US\$/MMBtu, a Capacidade em MMm³/d, e a Distância em km. As estimativas de custo referentes ao GNL foram realizadas com base na Equação 2.

$$\text{Custo GNL} = 20,977 * \text{Capacidade}^{-0,246} + 0,0045 * \text{Distância} * \text{Capacidade}^{-0,046} \quad [2]$$

Onde o Custo é medido em US\$/MMBtu, a Capacidade em MMm³/d, e a Distância em km. As estimativas de custo referentes aos gasodutos foram realizadas com base na Equação 3.

$$\text{Custo GAS} = 5,693 * \text{Capacidade}^{-0,576} + (0,018 * \text{Distância} - 0,1343) * \text{Capacidade}^{-0,7} \quad [3]$$

Onde o Custo é medido em US\$/MMBtu, a Capacidade em MMm³/d, e a Distância em km. As equações construídas foram calculadas para diversas distâncias (de 0 a 2.000 km) e diversas faixas de volume (de 0,1 a 20 MMm³/d). Ressalte-se que estes custos não incluem o preço do gás natural úmido na boca do poço, portanto referem-se somente aos custos para especificação e disponibilização aos clientes finais, devendo ser somado aos custos do gás úmido dependendo da negociação pelo preço da molécula.

5. Resultados e Discussão

Nesta seção, são apresentados os resultados obtidos na realização dos estudos de caso, bem como uma comparação entre os valores para análise das perspectivas de viabilidade de cada uma das alternativas estudadas.

Considerando-se a venda dos produtos (gás natural, GNL ou *syncrude*) na saída do módulo de monetização, os fluxos de caixa resultaram em diferentes valores máximos que poderiam ser pagos pelo gás natural úmido na “boca do poço” ou na saída do separador trifásico, para que as alternativas fossem viáveis. Na Figura 15 podem ser observados os fluxos de caixa descontados para as diferentes alternativas, considerando uma mesma capacidade de 3 MMm³/d (os anos de início de produção foram deslocados de forma a haver coincidência entre os projetos).

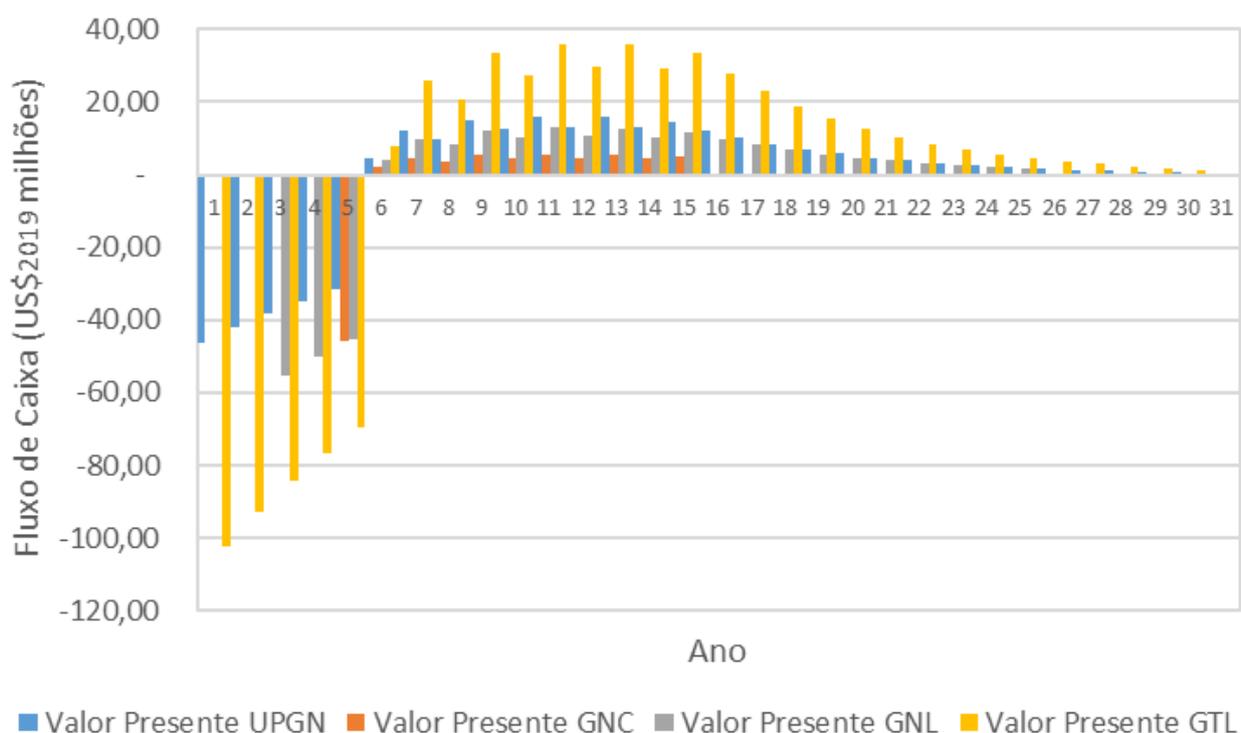


Figura 15. Fluxos de Caixa das Alternativas

Fonte: Elaboração Própria.

No caso da monetização via UPGNs ou GTL, observou-se que para valores inferiores a 1 MMm³/d o resultado de *break-even* do gás natural úmido foi inferior a zero (portanto não apresentado no gráfico), ou seja, o gás natural teria que ser monetizado a valores negativos na boca do poço para que se tornassem viáveis. Para os outros casos, o *break-even* foi positivo, aumentando com o porte do projeto, o que indica um maior preço possível de ser pago pelo gás natural na boca do poço.

A Figura 16 apresenta os resultados obtidos para o *break-even*, ou seja, os preços máximos que poderiam ser pagos pelo gás natural úmido na boca do poço e que ainda tornariam cada alternativa viável.

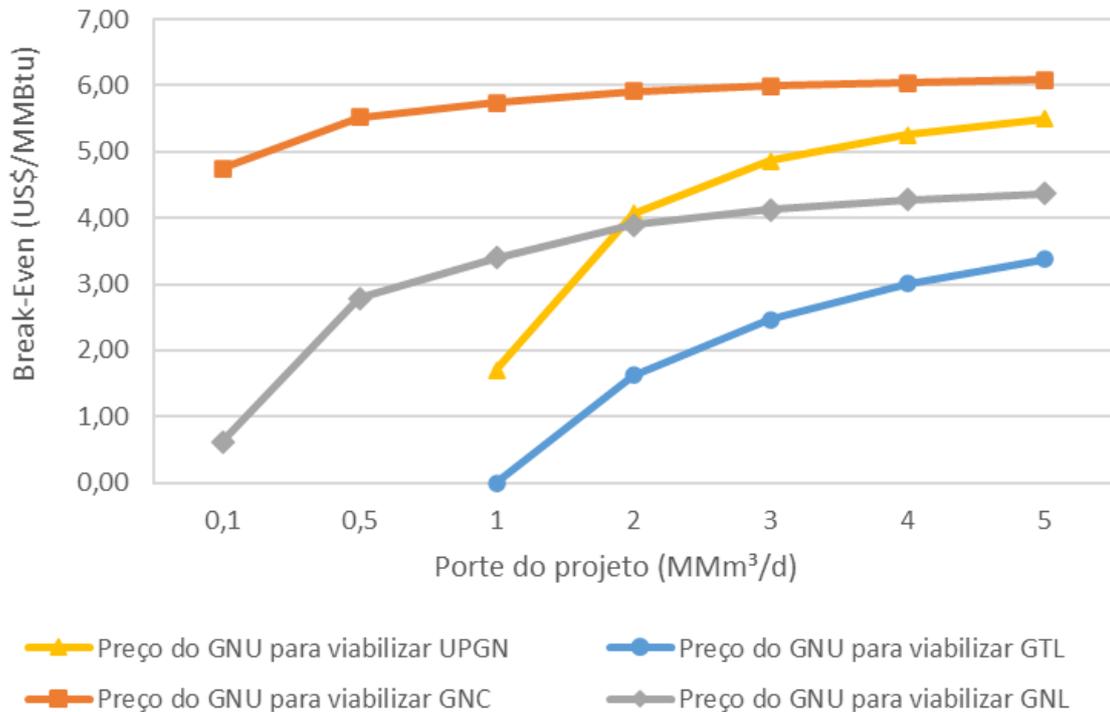


Figura 16. Resultados de *break-even* das Alternativas

Fonte: Elaboração Própria.

Observa-se que diferentes alternativas podem ser mais ou menos viáveis dependendo do porte do projeto em MMm³/d. De forma geral os resultados mostram que, se o gás natural for vendido na saída do módulo de monetização considerando o custo de oportunidade do GNL importado e regaseificado, a alternativa de GNC possibilita um maior pagamento pelo gás natural na boca do poço. Considerando os parâmetros utilizados neste estudo, a alternativa de GTL tem um menor pagamento pelo gás natural na boca do poço quando os combustíveis produzidos são vendidos aos preços do mercado internacional.

Porém, estes resultados apenas referem-se à venda na saída do módulo de monetização, e não incluem o transporte dos produtos até o mercado final. Ressalte-se também que os resultados dependem de diversos fatores como a composição do gás natural e os preços de venda dos produtos finais, sendo válidos apenas para os condicionantes e premissas apresentados no presente estudo. Gasoduto Virtual

No que toca apenas às alternativas de GNC e GNL, os resultados dos estudos de caso mostram que os custos para disponibilização do gás natural variam conforme a distância e a capacidade, e que no caso do GNC a variação é maior devido à maior quantidade de caminhões necessários para atender ao fluxo desejado, quando comparado ao GNL. Percebe-se também que existem grandes ganhos de escala no que toca aos custos de liquefação de maiores volumes de gás natural, o que não se apresenta de forma tão intensa no caso do GNC principalmente pelos compressores serem em geral modulares, sendo instalados em maior quantidade, usando novos tramos, dependendo da capacidade desejada.

Na Figura 17 são apresentados os resultados obtidos de custo para disponibilização do gás natural a clientes que estão a diferentes distâncias, e que necessitam de diferentes volumes de gás natural. Estes custos incluem tratamento, liquefação ou regaseificação, transporte e entrega.

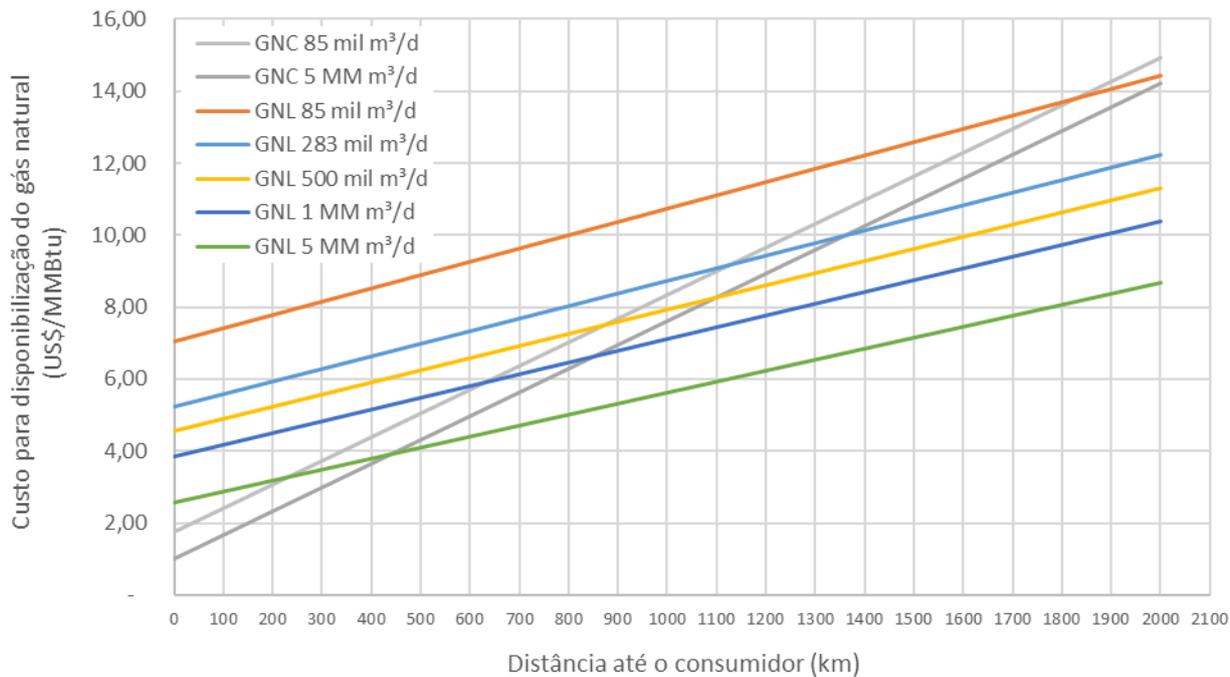


Figura 17. Comparação entre GNC e GNL

Fonte: Elaboração Própria.

Devido aos fatores mencionados, observa-se que para avaliar-se a distância para a qual o GNL torna-se mais viável que o GNC, deve-se observar a capacidade desejada de movimentação, que poderá definir maiores ou menores distâncias mínimas e influenciar na competitividade das alternativas. No que toca à comparação das alternativas de movimentação via GNC e GNL e via gasodutos de transporte, os resultados obtidos são apresentados na Figura 18.

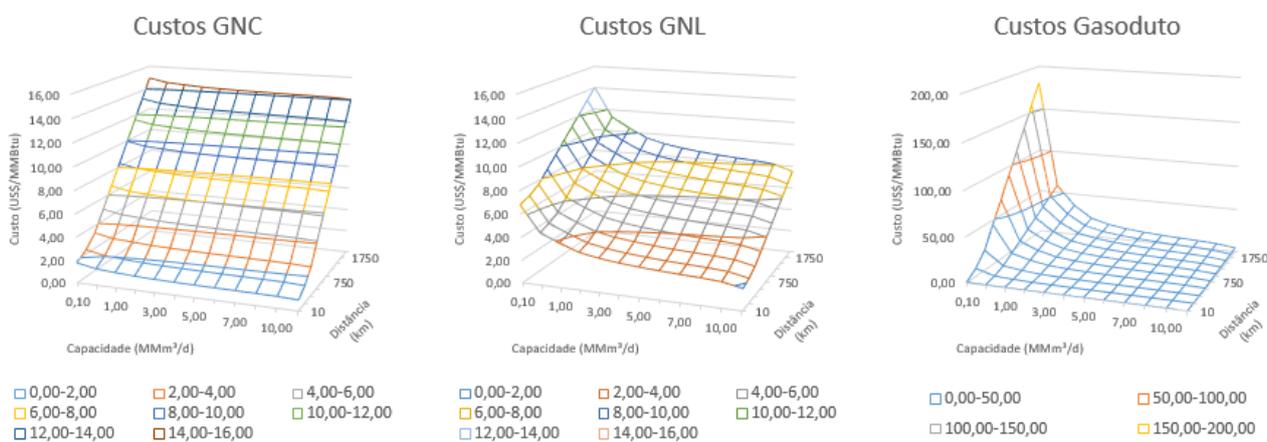


Figura 18. Resultados da Análise para gasodutos virtuais

Fonte: Elaboração Própria.

Percebe-se que os custos para movimentação via gasodutos são mais sensíveis à variável “Capacidade” do que a alternativa de GNL e do que a alternativa de GNC, sendo que esta última tem a menor variação de custos em relação à capacidade. Os dados referentes à alternativa de menor custo, quando as mesmas são comparadas, são apresentados na Figura 19.

	10	100	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000 km	
0,10	GAS	GNC	GNC	GNC	GNC	GNC	GNC	GNC	GNC	GNL	GNL
0,50	GAS	GNC	GNC	GNC	GNC	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL
1,00	GAS	GAS	GNC	GNC	GNC	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL
2,00	GAS	GAS	GAS	GNC	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL
3,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL
4,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL
5,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL
6,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL
7,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL	GNL	GNL	GNL
8,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL
10,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS
20,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS

MMm³/d

Figura 19. Resultados da Comparação de Custos de Modais

Notas: os códigos apresentados nas células coloridas indicam qual alternativa teve o menor custo para a Capacidade em MMm³/d mostrada na primeira coluna, e Distância em km mostrada na primeira linha; “GNC” refere-se ao gás natural comprimido, “GNL” ao gás natural liquefeito, e “GAS” ao transporte via gasodutos.

Fonte: Elaboração Própria.

Observa-se que a alternativa de gasodutos é mais viável do que as alternativas de GNC e GNL para diferentes capacidades dependendo da distância, requerendo por exemplo uma capacidade mínima de cerca de 1 MMm³/d para gasodutos com 100 km, e cerca de 6 MMm³/d para viabilidade de gasodutos com 1.000 km. No que toca à alternativa de GNC percebe-se um efeito inverso, e esta torna-se menos viável conforme aumenta a capacidade de transporte, devido ao grande aumento no número de caminhões necessários. Sendo assim, a alternativa de GNL torna-se mais viável que o GNC para capacidades maiores, a partir de 750 km, em regiões onde os gasodutos de transporte ainda não encontram viabilidade.

Analisando-se a dinâmica de competitividade para um mesmo traçado logístico, que tivesse uma mesma distância entre origem e destino, pode-se observar que existem faixas de capacidade onde GNC, GNL e gasodutos de transporte teriam maior viabilidade. Por exemplo, para uma distância de 1.000 km, a entrega de gás natural poderia começar por meio de GNC, e quando a região de destino alcançasse um volume demandado de cerca de 500 mil m³/d esta entrega poderia passar a ocorrer via GNL. Com a atração de novos empreendimentos e o crescimento da demanda, o fluxo de caminhões carregando GNL poderia aumentar, até que um gasoduto de transporte se viabilizasse quando a demanda alcançasse um patamar de 6 MMm³/d.

Com base nos resultados, reforça-se a contribuição dos gasodutos virtuais na criação de pontos de demanda, formação de mercados e viabilização futura de gasodutos físicos, tanto de distribuição quanto de transporte, principalmente para grandes distâncias.

6. Considerações Finais

O presente estudo abordou diversas tecnologias de aproveitamento deste gás natural *onshore*, como o escoamento do gás natural até uma UPGN seguido de seu processamento para injeção em gasodutos, e as tecnologia de GNC, GNL e GTL. Foram descritas também, de forma sucinta, a injeção de gás natural para recuperação avançada de óleo e as tecnologias GTW e GTC.

Conforme apresentado, a injeção de gás natural *onshore* para recuperação avançada de óleo apresenta, geralmente, menor eficiência quando comparada à injeção de outros gases ou de água, não sendo utilizada de forma ampla em campos terrestres. De forma geral os resultados mostram que, se o gás natural for vendido na saída do módulo de monetização, a alternativa de GNC possibilita um maior pagamento pelo gás natural na boca do poço, enquanto a alternativa de GTL possibilita o pagamento de menores valores.

Quando é acrescentado na análise o custo de transporte do gás natural até os clientes, observa-se que GNC e GNL têm uma competitividade relativa maior ou menor entre si dependendo não só da distância até os clientes finais, mas também dos volumes a serem transportados, incorrendo em ganhos de escala importantes no caso do GNL. Pela comparação com o custo de transporte via gasodutos físicos, reforça-se a contribuição dos gasodutos virtuais na criação de pontos de demanda, principalmente para grandes distâncias.

Sendo assim, observa-se que as tecnologias apresentadas podem vir a contribuir de forma importante para a monetização do gás natural produzido em ambientes *onshore*, via diferentes modais e para diferentes portes de produção. Ressalte-se que os resultados obtidos neste estudo dependem de diversos fatores como a composição do gás natural e os preços de venda dos produtos finais, além de características específicas de cada projeto de E&P, portanto são válidos apenas para os condicionantes e premissas apresentados no presente estudo.

7. Referências Bibliográficas

3R PETROLEUM, 2019. Estratégias para incremento de produção e reservas em campos maduros: exemplos reais na América Latina. Apresentação realizada em evento do REATE 2020 no Espírito Santo.

AB Energy, 2020. Catálogo da tecnologia ECOMAX. Disponível em: <https://www.gruppoab.com/wp-content/uploads/2015/11/ECOMAX_Portoghese.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2020.

AHMADI et al., 2015. Technical and economic feasibility study of flue gas injection in an Iranian oil field. *Petroleum*, Volume 1, Issue 3, September 2015, pp 217-222. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405656115000401>>. Acesso em: 25 jun. 2020.

ALVARADO, V.; MANRIQUE, E., 2013. Engineering Design Challenges and Opportunities beyond Waterflooding in Offshore Reservoirs. Artigo apresentado no OTC 2013. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/266670352_Engineering_Design_Challenges_and_Opportunities_beyond_Waterflooding_in_Offshore_Reservoirs>. Acesso em: 29 abr. 2020.

ANP, 2017. Relatório do Seminário sobre Aumento do Fator de Recuperação no Brasil. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Aumento_Fator_Recuperacao/Relatorio_do_Seminario_sobre_Aumento_do_Fator_de_Recuperacao_ANP.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2020.

ANP, 2019a. Primeiro leilão da oferta permanente consolida novo modelo de licitações na indústria de petróleo e gás. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/5349-primeiro-leilao-da-oferta-permanente-consolida-novo-modelo-de-licitacoes-na-industria-de-petroleo-e-gas>>. Acesso em: 29 abr. 2020.

ANP, 2019b. Preço de referência do gás natural – dezembro 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/royalties-outras-participacoes/preco_referencia_gas/memoria_calculo/2019/memoria-calculo-dez-2019.pdf>. Acesso em: 25 jun. 2020.

ANP, 2020. ANP autoriza projeto inédito de escoamento e processamento de gás. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/5733-anp-autoriza-projeto-inedito-de-escoamento-e-processamento-de-gas>>. Acesso em: 29 abr. 2020.

ASSEF e ALMAO, 2019. Evaluation of Cyclic Gas Injection in Enhanced Recovery from Unconventional Light Oil Reservoirs: Effect of Gas Type and Fracture Spacing. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/332325383_Evaluation_of_Cyclic_Gas_Injection_in_Enhanced_Recovery_from_Unconventional_Light_Oil_Reservoirs_Effect_of_Gas_Type_and_Fracture_Spacing>. Acesso em: 25 jun. 2020.

BASSEY, M. E. (2007). Economic Viability of a Floating Gas-to-Liquids (GTL) Plant. África do Sul: North-West University, 2007. Disponível em: <http://dspace.nwu.ac.za/bitstream/handle/10394/1577/bassey_michaele.pdf?sequence=1>. Acesso em janeiro de 2019.

BENDEZÚ, M.A.L., 2009. Avaliação Técnico-Econômico das Alternativas Tecnológicas de Transporte de Gás Natural. Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

BHGE. Baker Hughes. 2020a. Virtual Natural Gas Pipeline: Monetize Gas with Alternative Transportation Between the Source and the User. Disponível em: <

<https://www.bhge.com/midstream/pipeline-storage/virtual-natural-gas-pipeline>>. Acesso em: 25 mar. 2020.

BHGE. Baker Hughes. 2020b. CNG in a Box. Disponível em: <<https://www.bhge.com/midstream/gas-processing-pipeline-and-storage/virtual-natural-gas-pipeline/cng-box>>. Acesso em: 25 mar. 2020.

BRANCACCIO, E., 2017. GTL: Small Scale and Modular Technologies for Gas to Liquid Industry. Disponível em: <<http://www.oil-gasportal.com/gtl-small-scale-and-modular-technologies-for-gas-to-liquid-industry/>>. Acesso em: 30 mar. 2020.

CADE, 2019. TERMO DE COMPROMISSO DE CESSAÇÃO DE PRÁTICA CADE / PETROBRAS. Disponível em: <https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?DZ2uWeaYicbuRZEFhBt-n3BfPLlu9u7akQA8mpB9yM2Ur8iByH-Nu4yvA1cv_9inRMOg4J1hcDMLohDGroONKELtnpkMU8Pfaq47IACp_3Fd9iD44arSE934kMfAu8z>. Acesso em: 29 abr. 2020.

CALVERT ENERGY, 2020. Website da Calvert Energy. Disponível em: <<http://www.calvertenergy.eu/>>. Acesso em: 25 jun. 2020.

CHART INDUSTRIES, 2020. Website da Chart Industries. Disponível em: <<https://www.chartindustries.com/>>. Acesso em: 25 jun. 2020.

CLARKE ENERGY, 2020. Trigeneneration / CCHP. Disponível em: <<https://www.clarke-energy.com/gas-engines/trigeneneration/>>. Acesso em: 29 abr. 2020.

COMPACTGTL, 2020. Technology overview. Disponível em: <<http://www.compactgtl.com/technology/overview/>>. Acesso em: 22 abr. 2020.

ENERSEA. EnerSea Transport Inc. CNG Technology. [s.d.]. Disponível em: <<https://www.enersea.com/understanding-cng>>. Acesso em: 26 mar. 2020.

EPE, 2014. Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2022. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenasal-de-expansao-da-malha-de-transporte-dutoviario-pemat/plano-decenasal-de-expansao-da-malha-de-transporte-dutoviario-pemat-2022>>. Acesso em: 29 abr. 2020.

EPE, 2016. Metodologia para Cálculo da Oferta de Gás Natural Seco e Derivados. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-298/EPE,%202016%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20Metodologia%20G%C3%A1s%20Natural%20Seco%20e%20Derivados.pdf>>. Acesso em: 29 abr. 2020.

EPE, 2017. Compilação de Correlações de Custos de Equipamentos. Disponível em: <<https://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/compilacao-de-correlacoes-de-custos-de-equipamentos#:~:text=Empresa%20de%20Pesquisa%20Energ%C3%A9tica%20E2%80%93%20EPE,industriais%20relacionadas%20ao%20g%C3%A1s%20natural.>>. Acesso em: 25 jun. 2020.

EPE, 2018a. Geração de energia elétrica a partir de gás natural não aproveitado em campos terrestres. Disponível em: <https://consulta-biblioteca.ibp.org.br/scripts/bnportal.exe/upload?arquivo=31771&cod_fonte=38471>. Acesso em: 29 abr. 2020.

EPE, 2018b. Compilação de correlações de custos de equipamentos: Instalações industriais de gás natural - UPGNs. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-244/topico-454/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20NT%20UPGN%2018dez18.pdf> >. Acesso em: 25 jun. 2020.

EPE, 2019a. GTL as an option for monetizing the natural gas from pre-salt. IBP1053_19. Rio Pipeline 2019.

EPE, 2019b. Estudo de Caso na Indústria de Metanol. Disponível em: < [http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-05-19%20-%20GN_Metanol%20\(002\).pdf](http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-05-19%20-%20GN_Metanol%20(002).pdf) >. Acesso em: 29 abr. 2020.

EPE, 2019c. Estudo de Caso na Indústria de Fertilizantes Nitrogenados. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-01-19%20-%20GN_Fertilizantes.pdf >. Acesso em: 29 abr. 2020.

EPE, 2019d. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG. Disponível em: < <https://epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-o-plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig> >. Acesso em: 01 mai. 2020.

EPE, 2020a. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2020.

EPE, 2020b. Web Map EPE. Disponível em: < <https://gisepprd.epe.gov.br/webmapepe/> >. Acesso em: 29 abr. 2020.

EQUINOR. New concept for gas transport. 24 ago. 2004. Disponível em: <<https://www.equinor.com/en/news/archive/2004/08/24/NewConceptForGasTransport.html>>. Acesso em: 26 mar. 2020.

FASIHI, M., BOGDANOV, D.; BREYER, C., 2015. Economics of Global Gas-To-Liquids (GtL) Fuels Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/283713447_Economics_of_Global_Gas-To-Liquids_GtL_Fuels_Trading_Based_on_Hybrid_Pv-Wind_Power_Plants>. Acesso em: 29 abr. 2020.

GALILEO. Galileo Technologies. 2020. Disponível em: <<https://www.galileoar.com/>>. Acesso em: 26 mar. 2020.

GAS PROCESSING NEWS, 2016. Process design overview for upgrading a gas-to-methanol facility. Disponível em: <<http://gasprocessingnews.com/features/201612/process-design-overview-for-upgrading-a-gas-to-methanol-facility.aspx>>. Acesso em: 29 abr. 2020.

GEV. Global Energy Ventures. Marine CNG Business Models. [s.d.]. Disponível em: <<https://gev.com/businessmodels/>>. Acesso em: 26 mar. 2020.

GGFR, 2018. Mini-GTL Technology Bulletin. Disponível em: < <http://documents1.worldbank.org/curated/en/696261537801358802/pdf/Mini-GTL-Technology-Bulletin.pdf> >. Acesso em: 25 jun. 2020.

GLEBOVA, O., 2013. Gas to Liquids: Historical Development and Future Prospects. The Oxford Institute for Energy Studies. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/12/NG-802.pdf>>. Acesso em: 30 mar. 2020.

GOMES, P.A., 2018. Avaliação das oportunidades de gás natural liquefeito em pequena escala no Brasil sob as perspectivas do produtor, transportador e do consumidor final. Dissertação (Mestrado). COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/index.php/pt/publicacoes/dissertacoes/2018/132-avaliacao-das-oportunidades-do-gas-natural-liquefeito-em-pequena-escala-no-brasil-sob-as-perspectivas-do-produtor-transportador-e-do-consumidor-final>>. Acesso em: 8 mai. 2020.

HEXAGON. Hexagon Lincoln. 2020. Disponível em: <<https://www.hexagonlincoln.com/>>. Acesso em: 26 mar. 2020.

IGU - International Gas Union, 2015. Small Scale LNG. Program Committee D3. Disponível em: <http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/SmallScaleLNG.pdf>. Acesso em: 10 fev. 2020.

KIM, H. J. et al., 2014. GTL FPSO – An Alternative Solution to Offshore Stranded Gas, Disponível em: <https://www.spe.org/media/filer_public/e7/a6/e7a65808-c526-4723-81fd-929ba97d6b5c/14_pr169896.pdf>. Acesso em: 09 abr. 2020.

KNUTSEN. Knutsen OAS Shipping. PNG® – Knutsen Compressed Natural Gas Technology. [s.d.]. Disponível em: <<https://knutsenoas.com/innovation/compressed-gas-technology/>>. Acesso em: 26 mar. 2020.

LABANCA, A. R. C., 2007. Desenvolvimento de reator de pirólise a plasma para a decomposição do metano em hidrogênio e carbono sólido. Disponível em: <<http://www.metalmat.ufrj.br/index.php/br/pesquisa/producao-academica/teses/2007/43--34/file>>. Acesso em: 09 abr. 2020.

LIPSKY, R., 2013. Smaller-scale GTL enters the mainstream. Disponível em: <<http://www.gasprocessingnews.com/features/201310/smaller-scale-gtl-enters-the-mainstream.aspx>>. Acesso em: 30 mar. 2020.

LUXFER. Luxfer Gas Cylinders. 2020. Disponível em: <<https://www.luxfercylinders.com/>>. Acesso em: 26 mar. 2020.

MANRIQUE, E.; THOMAS, C.; RAVIKIRASN, R.; IZADI, M.; LANTZ, M.; ROMERO, J.; ALVARADO, V., 2010. EOR: Current Status and Opportunities. Artigo apresentado no OTC 2010. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/254530446_EOR_Current_Status_and_Opportunities>. Acesso em: 29 abr. 2020.

NICHOLS, S., 2017. Global gas-to-liquids growth is dominated by two projects in South Africa and Uzbekistan. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=33192>>. Acesso em: 29 abr. 2020.

NUMMI, Esa, 2016. The Use of Plastic Pipe in the Mining and Oil and Gas Industries. Disponível em: <<https://www.thermofisher.com/blog/materials/the-use-of-plastic-pipe-in-the-mining-and-oil-and-gas-industries/#:~:text=PE%20and%20HDPE%20pipe%20has,water%20used%20in%20this%20process.>>. Acesso em: 25 jun. 2020.

OXFORD, The Oxford Institute for Energy Studies, 2013. Gas to Liquids: Historical Development and Future Prospects. Inglaterra: University of Oxford, 2013. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/12/NG-80.pdf>>. Acesso em janeiro de 2019.

PT PELAYARAN. 2015. PT Pelayaran Bahtera Adhiguna. Compressed Natural Gas (CNG) Shipping in Indonesia: Opportunities ahead. Apresentação de Bima Putrajaya (Diretor Presidente da PT Pelayaran). 2nd Small LNG Shipping Conference 17 set. 2015. Disponível em: <<http://www.lng-world.com/lngshipping2015/Slides/Day%202/Bima%20Putrajaya%20PT%20Pelayaran%201015.pdf>>. Acesso em: 27 mar. 2020.

RAMOS, A.L.D., 2011. Atual estágio de desenvolvimento da tecnologia GTL e perspectivas para o Brasil. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/qn/v34n10/v34n10a04.pdf>>. Acesso em: 22 abr. 2020.

RIBEIRO, R. P., 2015. Pirólise de gás natural veicular com dióxido de carbono em uma tocha de plasma tipo tornado. Disponível em: <http://repositorio.ufes.br/bitstream/10/7460/1/tese_8915_Dissertacao%20Rafael%20Pires%20Ribeiro.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2020.

Rizos et al., 2014. Composition and Drivers of Energy Prices and Costs in Energy Intensive Industries: The Case of Ceramics, Flat Glass and Chemical Industries. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/283122394_Composition_and_Drivers_of_Energy_Prices_and_Costs_in_Energy_Intensive_Industries_The_Case_of_Ceramics_Flat_Glass_and_Chemical_Industries#pf14>. Acesso em: 29 abr. 2020.

SOARES, 2004. Formação do mercado de gás natural no Brasil: impacto de incentivos econômicos na substituição interenergéticos e na cogeração em regime “topping”. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: PPE/COPPE - UFRJ. Disponível em: <<http://antigo.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/borghetti.pdf>>. Acesso em: 29 abr. 2020.

TAKAKI et al., 2006. Análise da viabilidade da implantação de um sistema de cogeração de energia a gás natural em um frigorífico bovino em expansão. Curitiba: Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering, 2006. Disponível em: <<http://abcm.org.br/app/webroot/anais/encit/2006/arquivos/Energy/CIT06-0852.pdf>>. Acesso em: 29 abr. 2020.

TALGOE, Morten e SKJAEVELAND, Oeystein, 2015. Patent CA2733209C: Tube/pipe spooling device. Disponível em: <<https://patents.google.com/patent/CA2733209C/en?q=spool+tubing+oil+gas&oq=spool+tubing+oil+and+gas>>. Acesso em: 25 jun. 2020.

TRACTEBEL. Tractebel Engineering S.A., 2015a. CNG for commercialization of small volumes of associated gas. (Vol. 2). Complete Report in English. Washington, D.C.: World Bank Group. Divulgação: 27 set. 2016. Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/en/210571472125529218/pdf/104200-V2-WP-CNG-commercialization-PUBLIC-Main-report-REPLACEMENT.pdf>>. Acesso em: 30 mar. 2020.

TRACTEBEL. Tractebel Engineering S.A., 2015b. Mini / Micro LNG for commercialization of small volumes of associated gas (Vol. 2). Complete Report in English. Washington, D.C.: World Bank Group. Divulgação: 27 set. 2016. Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/en/299861484716073109/Executive-summary>>. Acesso em: 30 mar. 2020.

US DOE, 2014. Costs Associated With Compressed Natural Gas Vehicle Fueling Infrastructure. Disponível em: <https://afdc.energy.gov/files/u/publication/cng_infrastructure_costs.pdf>. Acesso em: 25 jun. 2020.

WORLD BANK, 2012. Associated gas utilization via miniGTL. Disponível em: <<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/21976>>. Acesso em: 17 abr. 2020.

WORLD BANK. 2018. GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas (English). Washington, D.C.: World Bank Group. Divulgação: 30 jul. 2019. Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas>>. Acesso em: 25 mar. 2020.